Deutscher Bundestag **Drucksache 16/9000**
16. Wahlperiode 25. 04. 2008

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Tätigkeitsbericht 2005 bis 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

und

Stellungnahme der Bundesregierung

Inhaltsverzeichnis

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 23. April 2008 gemäß § 63 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Seite

Stellungnahme der Bundesregierung

I. Grundsätze der Wettbewerbspolitik im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung

Das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 hat grundlegend neue Rahmenbedingungen für die leitungsgebundene Energiewirtschaft geschaffen. Sie dienen dem Ziel, durch eine wirksame Regulierung des Netzbetriebs in den übrigen Bereichen Wettbewerb zu ermöglichen. Der vorliegende Tätigkeitsbericht der Bundesnetzagentur für den Zeitraum von 2005 bis 2007 betrifft zeitlich die Phase der ersten praktischen Erfahrungen mit der Umsetzung des neuen Rechtsrahmens.

Im Zentrum der Wettbewerbspolitik für die leitungsgebundene Energieversorgung steht der Verbraucher. Ihm sollen zusätzliche Wahlfreiheiten eröffnet werden. Der Kunde, der bis zur Marktöffnung 1998 in der Terminologie des Energiewirtschaftsrechts – und vielfach auch in der Wahrnehmung von Anbietern – nur ein Abnehmer war, erhält die Chance zur aktiven Marktteilnahme. Voraussetzung dafür ist die Schaffung einer hinreichenden Anbietervielfalt. Die Netzregulierung soll daher auch die Voraussetzungen für den Marktzutritt neuer Anbieter schaffen.

Der Schwerpunkt der Arbeit der Bundesnetzagentur liegt, dem gesetzlichen Auftrag folgend, in dem Monopolbereich der Energieversorgungsnetze. Der Regulierungsrahmen des Energiewirtschaftsrechts fußt als Sonderkartellrecht im Wesentlichen auf zwei Säulen: einerseits den Vorschriften zur gesellschaftsrechtlichen, organisatorischen, informationellen und buchhalterischen Entflechtung des Teiles 2 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie andererseits den Netzzugangsregelungen des Teiles 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und den auf dessen Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen. Vier der Rechtsverordnungen, die Strom- und Gasnetzzugangsverordnung sowie die Strom- und Gasnetzentgeltverordnung, waren bereits im Juli 2005 im engen zeitlichen Zusammenhang mit dem neuen EnWG in Kraft getreten.

Seit Juli 2005 sind die Wettbewerbsbedingungen für die Belieferung von Haushaltskunden entscheidend weiterentwickelt worden. Durch die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), die Niederdruckanschlussverordnung (NDAV), die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und die Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) wurden die Verbraucherrechte wesentlich gestärkt sowie die Rahmenbedingungen für Lieferantenwechsel weiter verbessert. Die Arbeit der Bundesnetzagentur zur weiteren Standardisierung der Geschäftsprozesse hat hierzu ebenfalls beigetragen.

Im Laufe des Jahres 2007 hat sich gezeigt, dass der Wettbewerb um Haushaltskunden im Strombereich weiter an Fahrt gewinnt. So hat sich nach den ersten Auswertungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft im Jahr 2007 die Zahl der Kunden, die effektiv ihren Lieferanten gewechselt haben, gegenüber dem Jahr 2006 verdoppelt. Während Ende 2005 etwa 4,5 Prozent der Haushalte ihren Lieferanten gewechselt hatten, waren es nach diesen Zahlen Ende 2006 etwa 6 Prozent und nunmehr Ende 2007 etwa 9 Prozent. Weitere Erkenntnisse wird die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres Monitoring nach § 35 EnWG gewinnen, die in den Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2008 einfließen werden. Die vorläufigen Ergebnisse deuten allerdings darauf hin, dass sowohl die Ende vorletzten Jahres in Kraft getretenen neuen Rechtsverordnungen der Bundesregierung zu allgemeinen Versorgungsbedingungen als auch die Arbeit der Bundesnetzagentur eine gute Grundlage für die Lieferantenwechsel geschaffen haben. Auch entsprechende Appelle aus Politik und Verbraucherverbänden haben zu der positiven Entwicklung beigetragen. Durch einen Lieferantenwechsel können Verbraucher auch selbst dazu beitragen, dass der Marktmacht von Energieversorgern Grenzen gesetzt werden. Im Gasbereich haben sich die Wechselraten demgegenüber noch nicht entsprechend entwickelt. Die Bundesregierung hat auf die angestrebten Verbesserungen der Rahmenbedingungen im Gasmarkt bereits in ihrem Evaluierungsbericht vom September 2007 hingewiesen und Handlungsempfehlungen ausgesprochen (Bundestagsdrucksache 16/6532, S. 6, 21 ff.).

Ein mangelnder Zugang zu Informationen beeinträchtigt das Funktionieren des Regelenergiemarktes. Festlegungen der Bundesnetzagentur zielen, wie sie in ihrem Bericht dargestellt hat, darauf, die Transparenz und Effizienz bei der Beschaffung durch Ausschreibungen zu erhöhen. Die Bundesregierung hat in ihrem Evaluierungsbericht über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz vom September 2007 auch angekündigt, eine Erweiterung von Veröffentlichungspflichten zu prüfen, um die Wettbewerbsstrukturen im Regelenergiemarkt zu verbessern (Bundestagsdrucksache 16/6532, S. 6).

Ein günstiges Energiepreisniveau ist auch zukünftig nicht allein durch die Netzregulierung zu erreichen. Netzentgelte sind nur einer von mehreren Kostenblöcken, die sich auf die Preise der Energielieferanten auswirken. Im Strombereich werden zum Beispiel im Haushaltskundenbereich etwa 40 Prozent des Preises (einschließlich Umsatzsteuer von 19 Prozent) staatlich veranlasst. Bei Industriekunden sorgen weit reichende Entlastungen sowie die Tatsache, dass Unternehmen in der Regel zum Vorzugssteuerabzug bei der Umsatzsteuer berechtigt sind, dafür, dass der staatlich getriebene Anteil, insbesondere bei stromintensiven Unternehmen mit etwa 10 Prozent, relativ niedrig ist. Das derzeitige Preisniveau ist allerdings nicht allein durch die staatlich veranlassten Preisbestandteile und die Entwicklung der Primärenergiekosten begründbar, sondern auch ein Hinweis darauf, dass der Wettbewerb insbesondere in den Bereichen Erzeugung und Großhandel noch intensiviert werden muss.

Das von der Bundesregierung seit Herbst vorletzten Jahres umgesetzte Maßnahmepaket, bestehend aus Verbesserungen der strukturellen Rahmenbedingungen im Energiewirtschaftsrecht und einer befristeten Schärfung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht, setzt hier an. So enthält die Mitte 2007 in Kraft getretene Kraftwerks-

Netzanschlussverordnung (KraftNAV), die ein wichtiges Element dieses Paketes ist, Regelungen zum Netzanschluss bestimmter Kraftwerke. Die Verordnung zielt auf längerfristige strukturelle Verbesserungen der Wettbewerbsverhältnisse bei der Stromerzeugung, um auch dort die notwendige Anbietervielfalt zu erreichen. Sie soll neue Kraftwerks-Projekte erleichtern und zu mehr Wettbewerb insbesondere durch neue Anbieter beitragen. Die Verordnung schafft eine höhere Planungssicherheit für alle Beteiligten und eine verfahrensmäßige und kostenmäßige Entlastung neuer Kraftwerke beim Netzanschluss.

Zur Unterstützung der Anbietervielfalt in Deutschland ist auch eine Verbesserung des grenzüberschreitenden Stromaustausches erforderlich. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie arbeitet deshalb mit den Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission an einem verbesserten Management grenzüberschreitender Engpässe. Im Rahmen des so genannten Pentalateralen Energieforums zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten haben diese fünf EU-Mitgliedstaaten gemeinsam mit den Regulierungsbehörden, den Netzbetreibern und den Strombörsen im Juni 2007 eine Absichtserklärung unterzeichnet, deren Ziel ist, bis Ende 2008 eine gemeinsame Plattform für den grenzüberschreitenden Stromaustausch zu entwickeln.

Zu einer funktionierenden Wettbewerbsordnung gehört in den für Wettbewerb offenen Bereichen auch ein wirksames allgemeines Kartellrecht. Während die Aufsicht über den Monopolbereich der Energieversorgungsnetze der Bundesnetzagentur und den Länderregulierungsbehörden zugewiesen ist, erfolgt die Aufsicht im Wettbewerbsbereich, wie in anderen Wirtschaftsbereichen, im Grundsatz durch die allgemeinen Kartellbehörden auf der Grundlage des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen und des Wettbewerbsrechts der Europäischen Gemeinschaften. Das Kartellrecht schützt die Marktteilnehmer unter anderem vor dem Missbrauch marktbeherrschender Stellungen, die auch auf den für Wettbewerb offenen Märkten auftreten können. Um unter anderem die kartellrechtliche Preismissbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Versorgungsunternehmen befristet zu verschärfen, ist das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen 2007 novelliert worden.

1. Entwicklung des Energiewirtschaftsrechts seit 2005

a) Maßgebliche Änderungen des EnWG

Das EnWG ist seit Inkrafttreten des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts am 13. Juli 2005 maßgeblich durch zwei Gesetzgebungsverfahren geändert worden, deren Schwerpunkte andere Rechtsbereiche betrafen. Das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. Dezember 2006, BGBl. I S. 2833) hat unter anderem neue Vorschriften zur Planungsbeschleunigung in den §§ 43 ff. EnWG sowie zusätzliche Regelungen in § 17 Abs. 2a EnWG und § 21a EnWG eingefügt. Durch Artikel 2 des Gesetzes zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels vom 18. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2966) sind eine Reihe überwiegend berichtigender Ergänzungen des EnWG vorgenommen worden, die den vom Gesetzgeber beabsichtigten Gleichklang bestimmter Vorschriften des GWB und des EnWG betreffen.

b) Geplante Änderungen des EnWG

Weitere punktuelle Ergänzungen und Berichtigungen des Energiewirtschaftsgesetzes sind geplant.

So enthält Artikel 2 des von der Bundesregierung am 5. Dezember 2007 beschlossenen Entwurfs eines Gesetzes zur Kraft-Wärme-Kopplung (Bundesratsdrucksache 12/08) redaktionelle Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes.

Der vom Bundeskabinett ebenfalls am 5. Dezember 2007 verabschiedete Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb (Bundesratsdrucksache 14/08) ergänzt das EnWG um Vorschriften für eine vollständige und wirksame Öffnung von Messstellenbetrieb und Messbetrieb für Wettbewerb. Die in § 21b EnWG bisher nur für den Messstellenbetrieb vorgesehene Marktöffnung wird auf die Messung ausgedehnt.

Zudem wurden vom Bundeskabinett am 5. Dezember 2007 Eckpunkte zur Beschleunigung des Netzausbaus beschlossen, die neben anderen Maßnahmen auch Änderungen des EnWG vorschlagen.

Auf weitere mögliche Änderungen hat die Bundesregierung in ihrem Evaluierungsbericht vom September 2007 hingewiesen (Bundestagsdrucksache 16/6532, S. 6 f.).

c) Entwicklung der untergesetzlichen Vorschriften seit 2005

Seit dem Inkrafttreten des EnWG am 13. Juli 2005 wurde der Rechtsrahmen durch ergänzende neue Rechtsverordnungen und eine punktuelle Änderung bereits geltender Rechtsverordnungen weiterentwickelt. In Kraft getreten sind bisher:

– die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243),

– die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210),

– die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225),

– die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197),

– die Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem

Energiewirtschaftsgesetz (Energiewirtschaftskostenverordnung – EnWGKostV) vom 14. März 2006 (BGBl. I S. 540),

– die Verordnung zum Erlass von Regelungen des Netzanschlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die in Artikel 1 die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) und in Artikel 2 die Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) sowie in Artikel 3 Änderungen der Stromnetzzugangsverordnung, der Gasnetzzugangsverordnung, der Stromnetzentgeltverordnung und der Konzessionsabgabenverordnung enthält,

– die Verordnung zum Erlass von Regelungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Energiebereich vom 26. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2391), die in Artikel 1 die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und in Artikel 2 die Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) enthält,

– die Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187) sowie

– die Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die in Artikel 1 die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sowie in Artikel 2 Änderungen der Stromnetzentgeltverordnung und in Artikel 3 Änderungen der Gasnetzentgeltverordnung enthält.

Demnächst in Kraft treten wird eine Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung, mit der die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz erleichtert werden soll.

In der Abstimmung befindet sich derzeit der Entwurf einer Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messeinrichtungen im Strom- und Gasbereich, die auf der Grundlage der gegenwärtig im Gesetzgebungsverfahren befindlichen Änderung der Verordnungsermächtigung des § 21b EnWG erlassen werden soll.

Zudem hatte die Bundesregierung in ihrem Evaluierungsbericht vom September 2007 angekündigt, auf der Grundlage der praktischen Erfahrungen mit dem neuen Gasnetzzugangsmodell (sog. Zwei-Vertrags-Modell) ab Oktober 2007 eine weitere Anpassung der Gasnetzzugangsverordnung und gegebenenfalls auch der Gasnetzentgeltverordnung vorzunehmen. Diese Erfahrungen werden derzeit ausgewertet.

Wie im Evaluierungsbericht der Bundesregierung angekündigt, befindet sich zudem eine auch vom Bundesrat im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EnWG für notwendig erachtete Rechtsverordnung über den Netzanschluss von Letztverbrauchern und Arealnetzen nach § 17 Abs. 3 EnWG in Vorbereitung.

2. Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Das Gesetz zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhandels, das auch der Verschärfung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht im Energiebereich dient, ist am 22. Dezember 2007 in Kraft getreten. Ziel ist es, durch Einfügung des § 29 GWB die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen für Energieversorger bis 2012 befristet zu verschärfen, bis die eingeleiteten strukturellen Maßnahmen für mehr Wettbewerb greifen. Vorgesehen sind ein größerer Handlungsspielraum der Kartellbehörden bei der Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes (Erweiterung des Kreises der Vergleichsunternehmen und der Vergleichsmärkte), ein ausdrückliches Verbot von Entgelten, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten, eine Beweislastumkehr zulasten der Energieversorger bei Rechtfertigungsgründen im Rahmen kartellbehördlicher Verfahren und die sofortige Vollziehbarkeit von kartellbehördlichen Missbrauchsverfügungen. Hinsichtlich des gerichtlich bereits anerkannten Prüfungskonzepts, ob Entgelte die Kosten in unangemessener Weise überschreiten, ist klargestellt worden, dass insoweit anerkannte ökonomische Grundsätze zu beachten sind. Bei dem Prüfungskonzept der Kostenkontrolle handelt es sich nicht um eine neue Form der Preisaufsicht.

II. Schwerpunkte der Tätigkeit der Bundesnetzagentur

Der Erfahrungszeitraum seit Juli 2005 ist zwar relativ kurz, gleichwohl belegen der Tätigkeitsbericht der Bundesnetzagentur und die weiteren, im Jahre 2007 veröffentlichen Berichte,[1] dass die Arbeit der Behörde im Energiebereich gute Fortschritte gemacht hat.

Die Bundesnetzagentur erstellt neben ihrem Tätigkeitsbericht auf Grundlage des § 63 Abs. 4 in Verbindung mit § 35 EnWG jährlich einen Monitoringbericht. Der Monitoringbericht 2007 hat bereits wichtige Forschritte der Arbeit der Bundesnetzagentur dargestellt. Weitere Erläuterungen zur aktuellen Wettbewerbssituation im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung finden sich in dem Tätigkeitsbericht des Bundeskartellamtes und der Stellungnahme der Bundesregierung zu diesem Bericht

---

[1] Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, verfügbar über die Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de\Berichte); Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz nach § 112 EnWG, Bundestagsdrucksache 16/6532 v. 28. September 2007; Monitoring-Bericht des BMWi nach § 63 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, verfügbar über die Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Bundestagsdrucksache 16/7087 v. 20. November 2007; Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2005/2006 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet und Stellungnahme der Bundesregierung, Bundestagsdrucksache 16/5710 v. 15. Juni 2007.

sowie in dem Gutachten der Monopolkommission nach § 62 EnWG.

Auch die Bundesregierung hat sich ihrerseits mit der Entwicklung des Energiewirtschaftsrechts bereits in ihrem Evaluierungsbericht vom September 2007 befasst. Die Bundesregierung verweist auf diesen Bericht, in den auch die Ergebnisse der Arbeit der Bundesnetzagentur eingeflossen sind. Darüber hinaus hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in diesem Jahr über die bei dem Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG gewonnenen Erkenntnisse einen Bericht nach § 63 Abs. 2 EnWG im Bereich der leitungsgebundenen Erdgasversorgung vorgelegt.

Hervorzuheben sind die Fortschritte bei der Kontrolle der Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur und die zuständigen Behörden der Länder. Im Rahmen einer ersten bundesweiten Genehmigungsrunde wurden die von den Netzbetreibern zunächst beantragten Entgelte teilweise erheblich gekürzt. Dadurch sind die durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland, insbesondere auch für die Belieferung von Haushaltskunden, gesunken.

Im Gasbereich musste zunächst ein Netzzugangsmodell eingeführt werden, das für flächendeckenden Wettbewerb geeignet ist. Hierin lag ein Schwerpunkt der Arbeit der Bundesnetzagentur. Die umfassende Umsetzung des Modells zum 1. Oktober 2007 stellt eine wichtige Bewährungsprobe dar. Unerlässliches Ziel ist es, dass die Rahmenbedingungen für flächendeckenden Wettbewerb auch bei Haushaltskunden greifen.

Ab Januar 2009 wird die Netzentgeltregulierung auf das System der Anreizregulierung umgestellt. Für den Erlass einer entsprechenden Rechtsverordnung durch die Bundesregierung hatte die Bundesnetzagentur wichtige Vorarbeiten geleistet. Die Anreizregulierung soll den Netzbetreibern Anreize für einen effizienten Betrieb der Strom- und Gasversorgungsnetze setzen. Hierzu sollen den Netzbetreibern Obergrenzen für die Erlöse vorgegeben werden, die auf der Grundlage eines bundesweiten Effizienzvergleichs ermittelt werden.

Die Überwachung der Einhaltung der Vorschriften des EnWG zur Entflechtung des Netzbetriebs ist eine weitere zentrale Aufgabe der Bundesnetzagentur. Eine wirksame Entflechtung ist unerlässlich für eine Neutralität des Netzes. Die konsequente Durchsetzung der bereits geltenden Regelungen erlangt besondere Bedeutung vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen auf europäischer Ebene. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Entflechtungsvorschriften für die Verteilernetze aufgrund der gesetzlichen Vorgaben erst seit dem 1. Juli 2007 vollständig anzuwenden sind.

Die Erfüllung der vom EnWG begründeten Informationspflichten, insbesondere zu Preisen und Vertragsbedingungen der Energieversorgung, ist Voraussetzung dafür, dass sich Letztverbrauchern aktiv auf den für Wettbewerb geöffneten Märkten betätigen können. Hierzu gehört allerdings auch die Bereitschaft der Letztverbraucher, Möglichkeiten zum Wechsel ihres Energielieferanten tatsächlich zu nutzen. Vor diesem Hintergrund ist außerdem die Einhaltung der im Energiewirtschaftsrecht vorgesehenen Veröffentlichungspflichten durch die Netzbetreiber von erheblicher Bedeutung. Nach den Feststellungen der Bundesnetzagentur liegen diesbezüglich noch Umsetzungsdefizite vor. Aus der Sicht der Bundesregierung besteht hier dringender Handlungsbedarf. Die Veröffentlichung entsprechender Informationen und Daten für ihre Kunden sollten alle Netzbetreiber als Selbstverständlichkeit erkennen.

Teil A.I Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Tätigkeitsgebiet der Bundesnetzagentur

1. Grundzüge der Energieregulierung

Mit dem Zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 wurden die europäischen Vorgaben der Richtlinien 2003/54/EG (Strom) und 2003/55/EG (Gas) in nationales Recht umgesetzt. Das vollständig überarbeitete Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) schreibt gemäß den Vorgaben der Europäischen Union (EU) den Einsatz einer oder mehrerer Regulierungsbehörden für den Energiesektor vor und vollzieht damit einen Paradigmenwechsel vom System des verhandelten zum System des regulierten Netzzugangs. Gemäß § 63 Abs. 3 EnWG hat die Bundesnetzagentur alle zwei Jahre den nun erstmals vorliegenden Tätigkeitsbericht zu erstellen. In diesem wird ausführlich über die Tätigkeiten der Bundesnetzagentur sowie über die Lage und Entwicklung auf ihrem Aufgabengebiet im Energiebereich innerhalb der zwei Jahre seit dem Inkrafttreten des EnWG berichtet.

1.1 Vor der Liberalisierung

Die leitungsgebundene Energiewirtschaft war vor der Liberalisierung im Jahr 1998 gekennzeichnet durch eine weitestgehend monopolistische Marktstruktur. Innerhalb dieser wurden die meisten Wertschöpfungsstufen im Strom- und Gasbereich durch vertikal integrierte Energieversorger abgedeckt. Diese wickelten neben dem Vertrieb bzw. dem Transport von Strom und Gas oft auch die Erzeugung von Strom bzw. die Förderung und den Import von Gas ab. Die gesetzliche Basis für diese Marktstruktur lieferte das Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft aus dem Jahr 1935. Mit diesem wurde das Ziel verfolgt, eine flächendeckende Versorgung mit leitungsgebundener Energie für die gesamte deutsche Bevölkerung zu erreichen. Die Folge war ein energiewirtschaftlicher Ordnungsrahmen, in dem die Energieversorger ihre Versorgungsgebiete mittels Demarkationsverträgen von den Versorgungsgebieten benachbarter Versorger abgrenzten. Darüber hinaus wurde den Energieversorgern von den Kommunen mittels Konzessionsverträgen das in der Regel ausschließliche Recht zugestanden, die kommunalen Wege gegen Zahlung einer Konzessionsabgabe für die Versorgung mit Strom bzw. Gas zu nutzen. Somit entstanden räumlich abgegrenzte Bereiche, innerhalb derer nur ein Unternehmen für die gesamte Versorgung mit Strom bzw. Gas zuständig war. In dieser Monopolsituation konnten die Verbraucher nicht zwischen verschiedenen Anbietern wählen. Folglich musste auf die Vorteile einer

Koordination über wettbewerbliche Preismechanismen verzichtet werden.

1.2 Verhandelter Netzzugang

Mit der Liberalisierung des Energiesektors hat sich diese Situation grundlegend geändert. Die Vorgaben der Binnenmarktrichtlinien Strom (1996) und Gas (1998) der EU, die auf einheitliche Wettbewerbsbedingungen in allen Mitgliedsstaaten abzielten, setzte der deutsche Gesetzgeber mit dem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts von 1998 um. Den Energieversorgern sollte es nicht mehr möglich sein, ihr Versorgungsgebiet per Demarkationsvertrag von dem anderer Netzbetreiber abzugrenzen. Stattdessen sollten sie auch anderen Anbietern diskriminierungsfreien Zugang zu den Strom- und Gasnetzen gewähren.

Für die Organisation der veränderten Marktgegebenheiten wurde in Deutschland als einzigem Mitgliedsstaat der EU zunächst das System des verhandelten Netzzugangs gewählt. Hier hatten die Energieversorger der Strom- und Gasbranche die Möglichkeit, die Bedingungen für die Nutzung der Netze durch Dritte in Form von Verbändevereinbarungen selbst auszuhandeln. Allerdings wurde schnell deutlich, dass die mehrfach modifizierten Verbändevereinbarungen nicht wie erhofft zu einem funktionierenden Wettbewerb führten. Zwar sanken die Preise auf dem Strommarkt zeitweilig stark ab und neue Anbieter traten auf den Markt, jedoch erwiesen sich diese ersten Wettbewerbstendenzen als nicht stabil. Auf dem Gasmarkt lösten die Verbändevereinbarungen keine relevanten wettbewerblichen Impulse aus.

1.3 Regulierter Netzzugang

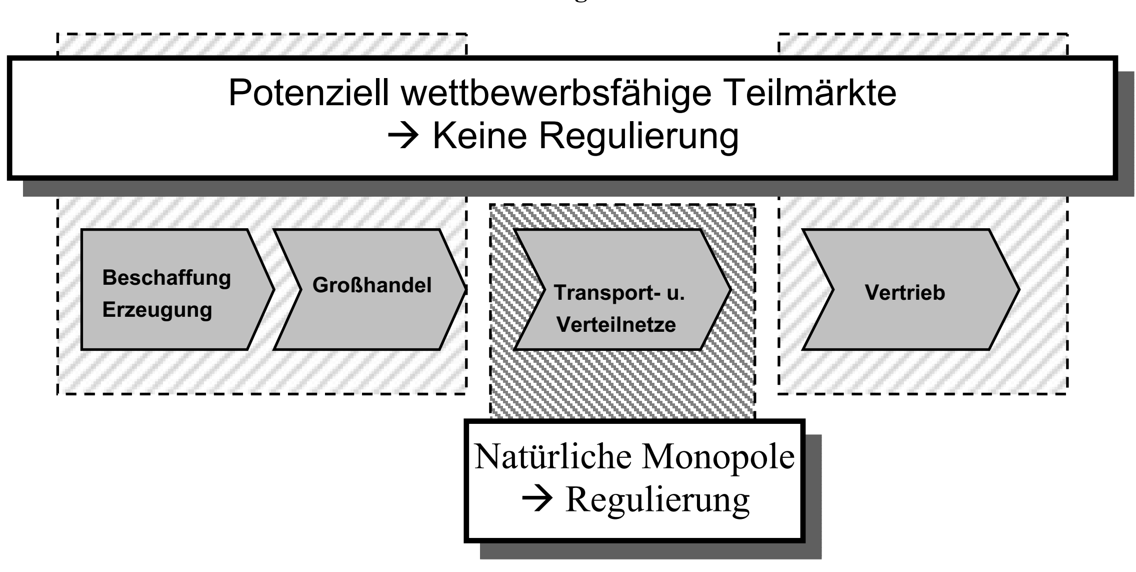
Im Jahr 2003 änderten sich mit den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG der EU die Bedingungen für das Fortschreiten der Liberalisierung der Energiemärkte. Das Wahlrecht, das den Mitgliedsstaaten bislang hinsichtlich der Gestaltung des Netzzugangs eingeräumt worden war, wurde aufgehoben. Es wurde das System des regulierten Netzzugangs und der Einsatz von unabhängigen Regulierungsbehörden vorgeschrieben. Ziel war es, die weiterhin existierenden Wettbewerbsmängel auf den Strom- und Gasmärkten (z. B. beim Netzzugang und der Tariffierung) zu beseitigen und vollständig liberalisierte Energiemärkte in allen Mitgliedsländern zu erreichen.

Mit dem novellierten EnWG aus dem Jahr 2005 wird die Regulierungszuständigkeit zwischen Bund und Ländern aufgeteilt. Auf Seiten des Bundes ist für die Regulierung des Strom- und Gasmarktes die Bundesnetzagentur, auf Seiten der Länder die zuständige Landesregulierungsbehörde verantwortlich. Letzteres gilt jedoch lediglich für die Regulierung der Energieversorgungsunternehmen, deren Leitungsnetz nicht über den räumlichen Bereich eines Bundeslandes hinausreicht und an das weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Des Weiteren haben die Landesregulierungsbehörden die Möglichkeit, ihre Aufgaben im Rahmen der Organleihe an die Bundesnetzagentur zu übertragen.

Der Energiesektor besteht, wie Abbildung 1 veranschaulicht, aus mehreren Teilmärkten von der Beschaffung/Erzeugung und dem Großhandel über den Transport bzw. die Verteilung bis hin zum Vertrieb. Gem. § 54 ff EnWG

Abbildung 1

Potenziell wettbewerbsfähige und monopolistische Stufen der Wertschöpfungskette in der Energiebranche



wird durch die Bundesnetzagentur bzw. durch die Landesregulierungsbehörden lediglich der Teil des Energiemarktes reguliert, der auf Grund des Vorhandenseins eines natürlichen Monopols und wegen des fehlenden Instrumentes der potenziellen Konkurrenz nicht dem Wettbewerb unterliegt. Da es sich bei der Beschaffung und Erzeugung, dem Großhandel und dem Vertrieb von Strom bzw. Gas um potenziell wettbewerbsfähige Teilmärkte handelt, wird lediglich der monopolistische Bereich der Transport- und Verteilernetze reguliert. Ziel ist es, durch eine gezielte Regulierung den potenziellen Wettbewerbern zu fairen Bedingungen Zugang zu den Strom- und Gasnetzen zu verschaffen. Damit soll die missbräuchliche Ausnutzung der Monopolstellung der Netzbetreiber verhindert und ein effizienter Wettbewerb auf den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen ermöglicht werden. Auch auf vor- und nachgelagerten Märkten bestehen erhebliche Wettbewerbsprobleme durch die Ausübung von Marktmacht. Auch in diesen Teilmärkten sind durch die Netzregulierung positive Wettbewerbseffekte zu erwarten.

Das EnWG gibt den Regulierungsbehörden drei grundsätzliche Instrumente zur Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas an die Hand:

– Die Regelungen zum Netzzugang und die Möglichkeiten, diese durch Festlegung weiter zu detaillieren sowie die entsprechenden Sanktionsmöglichkeiten.

– Die Entflechtungsvorschriften, um eine Diskriminierung unabhängiger Vertriebsunternehmen durch integrierte Unternehmen zu verhindern.

– Die Entgeltkontrolle, mit der diskriminierungsfreie Netznutzungsentgelte für alle Netznutzer gewährleistet werden sollen.

Diskriminierungsfreier Netzzugang bedeutet insbesondere, dass alle Marktteilnehmer zu möglichst einfachen, gleichen und massengeschäftstauglichen Konditionen die Energieversorgungsnetze nutzen können. Dieser Aspekt beschäftigt die Bundesnetzagentur beispielsweise bei Fragen der Kooperationsvereinbarung und der Einteilung von Marktgebieten im Gasbereich, darüber hinaus aber auch bei der Bilanzkreisabrechnung und der Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie im Strommarkt. Geregelt wird der Zugang zu den Energieversorgungsnetzen in §§ 20 ff EnWG sowie in den Netzzugangsverordnungen.

Energieversorgungsunternehmen sind zum großen Teil vertikal integrierte Unternehmen, in denen sich Netz und Vertrieb unter einem Dach befinden. Dies birgt das Risiko von Intransparenz und Quersubventionierung und kann dazu führen, dass Schwesterunternehmen gegenüber Dritten bevorzugt werden. Durch eine große Vielzahl unterschiedlicher Entflechtungsvorschriften will das EnWG in §§ 6 ff den diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen sicherstellen. Danach muss der Netzbetreiber rechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch von Vertrieb und Erzeugung des vertikal integrierten Unternehmens entflochten sein.

Angemessenen Netznutzungsentgelten kommt bei der Schaffung von Wettbewerbsbedingungen auf dem Strom- und Gasmarkt eine maßgebliche Bedeutung zu. Nach § 21 Abs. 1 EnWG müssen sie angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Darüber hinaus dürfen sie nicht ungünstiger sein, als sie von den Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. Damit die Netzbetreiber keine überhöhten Entgelte für die Nutzung ihrer Netze verlangen und somit einen wirksamen Wettbewerb in der Energiebranche verhindern können, unterliegen diese der Genehmigung der Bundesnetzagentur. In die Kalkulation der Netzentgelte dürfen nur die Kosten und Kostenbestandteile einbezogen werden, die sich ihrem Umfang nach auch in einem wettbewerblichen Markt einstellen würden (§ 21 EnWG). Von den Unternehmen zu hoch angesetzte Kosten bzw. Kostenbestandteile dürfen bei der Entgeltbildung nicht berücksichtigt werden.

Die in Deutschland zurzeit praktizierte Entgeltregulierung wird künftig vom System der Anreizregulierung abgelöst werden. Gesetzliche Basis hierfür soll eine Anreizregulierungsverordnung sein, die seit dem 13. Juni 2007 als Kabinettsbeschluss vorliegt. Die Bundesnetzagentur hat mit ihrem Bericht zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a i. V. m. § 112a EnWG, der am 30. Juni 2006 veröffentlicht wurde, eine fundierte Grundlage für die Diskussion um die zukünftige Anreizregulierung geschaffen. Angestrebter Zeitpunkt für den Start der Anreizregulierung ist gemäß Kabinettsbeschluss der 1. Januar 2009.

2. Marktentwicklung und Ausblick auf die kommenden Aufgaben

Seit Inkrafttreten des novellierten EnWG im Jahr 2005 und dem Beginn der Arbeit der Bundesnetzagentur haben sich viele grundlegende Änderungen im Energiesektor vollzogen. Die Bandbreite der Themen, die die Bundesnetzagentur in den vergangenen beiden Jahren bearbeitet hat, reicht von der Genehmigung der Netzentgelte über den Netzzugang und die Entflechtung bis hin zu Fragen des Kraftwerksanschlusses und den neuen Aufgaben, die sie im Rahmen der Umsetzung der Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) übernommen hat.

Viele der im Berichtszeitraum behandelten Themen werden auch weiterhin im Fokus der Bundesnetzagentur stehen und durch zukünftige Fragestellungen erweitert werden.

2.1 Netzentgelte

2.1.1 Netzentgelte Strom

Die Netzentgelte machen rund ein Drittel des Endkundenpreises für Strom aus. Ziel der Bundesnetzagentur ist es, durch die Netzentgeltregulierung die effiziente Leistungserbringung bei den Netzbetreibern zu fördern und damit angemessene und diskriminierungsfreie Netzentgelte zu gewährleisten.

Für den Bereich Strom kann belegt werden, dass die Netzkosten durch die Entgeltregulierung der Bundesnetzagentur bei den drei relevanten Kundenkategorien (Industrie, sonstiges Gewerbe, Haushalte) gegenüber 2006 signifikant gesunken sind. Diese Reduzierungen wurden jedoch – außer bei der Industrie – durch höhere Strombezugskosten, Steuern und Abgaben überkompensiert.

Die erstmaligen Verfahren zur Genehmigung von Netzentgelten im Strombereich durch die Bundesnetzagentur für mehr als 250 Unternehmen sind in 2007 abgeschlossen worden. Auch in der zweiten Jahreshälfte 2007 sowie zu Beginn des Jahres 2008 wird ein wesentlicher Tätigkeitsschwerpunkt auf der Genehmigung von Netzentgelten liegen. Die ab 2008 genehmigten und gültigen Entgelte dienen dann als Grundlage für die Erlöspfade im Rahmen der Anreizregulierung. So ist gewährleistet, dass die ersten Entscheidungen im Rahmen der Anreizregulierung auf einer möglichst aktuellen Datenbasis basieren.

Flankiert werden die Entgeltgenehmigungen auch weiterhin von den Verfahren zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten. Diese einzelfallbasierten Genehmigungen von Großkunden erfolgen auf Antrag und unter Einhaltung entsprechender Voraussetzungen nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Sie dienen einem monetären Ausgleich für die mit den Sonderabnahmen einhergehenden Effekte der Netzstabilisierung zu Schwachlastzeiten bzw. honorieren einen sehr beachtlichen und regelmäßigen Strombezug.

2.1.2 Netzentgelte Gas

Im Gassektor machen die Netzentgelte einen Anteil von ca. 7 bis 18 Prozent am Endkundenpreis aus. Der Gedanke einer effizienten Leistungserbringung bildet auch im Gasbereich die Grundlage für die Entgeltgenehmigungen. Auf die abgeschlossenen Genehmigungsverfahren folgt im Oktober 2007 – wie im Bereich Strom – eine zweite Genehmigungsrunde, welche die Ausgangsbasis für die Anreizregulierung schaffen soll.

Parallel zur Entgeltgenehmigung erfordern die Anzeigen nach § 3 Abs. 3 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) von mehreren Gasfernleitungsnetzbetreibern, wonach diese sich im Leitungswettbewerb befinden, eine umfassende ökonomische und rechtliche Prüfung und Beurteilung durch die Bundesnetzagentur. Nach § 3 Abs. 2 GasNEV unterliegen überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber nicht der Pflicht zur Bildung kostenbasierter Entgelte, wenn sie überwiegend wirksamen, tatsächlichen oder potenziellen Leitungswettbewerb ausgesetzt sind. Ziel ist es, durch die gegenständliche Prüfung anhand der Kriterien tatsächlicher Wechselmöglichkeiten von Transportkunden, der Untersuchung der jeweiligen Netzstrukturen, das Preissetzungs- sowie das übrige Verhalten der Fernleitungsnetzbetreiber am Markt, die Anträge im Laufe des Jahres 2007 abschließend zu bewerten. Die Anträge werden durch die Bundesnetzagentur mit hoher Dringlichkeit behandelt, um die betroffenen Gasfernleitungsnetzbetreiber in die Anreizregulierung integrieren zu können.

2.2 Netzanschluss Strom

Bereits seit dem Jahr 2003 ist ein gesteigertes Begehren nach dem Anschluss neuer Erzeugungsanlagen an das Stromnetz festzustellen. Dabei besteht eine Tendenz zu kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen, die an das Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz angeschlossen werden könnten. Darüber hinaus liegt auch eine Reihe von Netzanschlussbegehren von Kraftwerksbetreibern an das Übertragungsnetz vor.

Auf Grund der genannten Anschlussbegehren von Kraftwerksbetreibern wurde das mögliche Entstehen von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz diskutiert. In den Vorschriften des § 13 EnWG sowie des § 15 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sind Vorgaben für die Vermeidung und die Bewirtschaftung von innerdeutschen Engpässen enthalten. Ziel der Bundesnetzagentur ist es, diese Vorgaben zu konkretisieren, um den möglicherweise entstehenden Engpässen im deutschen Übertragungsnetz sachgerecht und frühzeitig begegnen zu können. Dies folgt der Maßgabe, eine möglichst sichere, preisgünstige und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Strom sicherzustellen.

Handlungsbedarf besteht auch in Bezug auf die Netzanschlussbedingungen. Im Rahmen des Spannungsfeldes zwischen Netzanschlusspetenten auf der einen und Netzbetreibern auf der anderen Seite, muss zwischen technisch möglichen und ökonomisch sinnvollen Ansätzen vermittelt werden. Hier bedarf es vor allem weiterer allgemein gültiger Kriterien und Verfahrensregeln, um zwischen den Marktteilnehmern eine transparente und verlässliche Basis zu schaffen.

2.3 Netzzugang

2.3.1 Netzzugang Strom

Zwei wesentliche Themenkomplexe im Bereich des Netzzugangs Strom, deren Bearbeitung die Tätigkeit in den vergangenen Monaten prägten, werden im Jahre 2007 weitergeführt und abgeschlossen. Dies ist zum einen die Entwicklung eines harmonisierten und verbindlichen Modells der Bilanzkreisabrechnung. Die Vorgaben innerhalb dieses Modells dienen der Unterstützung unabhängiger Stromhändler beim Markteintritt, insbesondere durch die angestrebte Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer und eines massengeschäftstauglichen Verfahrensmodells. Die Vorgaben richten sich an die für die Abrechnung innerhalb der Bilanzkreise zuständigen Übertragungsnetzbetreiber sowie an die zur Kooperation und Datenlieferung verpflichteten Verteilernetzbetreiber.

Zum anderen werden, ähnlich wie im Bereich der bereits durch die Bundesnetzagentur festgelegten Struktur bei der Ausschreibung von Minutenreserve, Festlegungen zu den Ausschreibungsbedingungen von Primär- und Sekundärregelleistung getroffen werden. Ziel ist es, im Rahmen dieser Vorgaben zu einer möglichst einvernehmlich und praktikablen Lösung zu gelangen, um wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb auf den Märkten für Regelenergie zu ermöglichen.

Ein weiterer Themenkomplex wird die Einrichtung eines verbindlichen Verfahrens zur Ermittlung und Beschaffung von Verlustenergie im Rahmen einer Festlegung sein. Die hierdurch festgelegten Verfahrensvorschriften sollen zu einem einheitlichen, transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahren im Rahmen der Verlustenergiebeschaffung führen.

Auch im Bereich der Erfassung und Abrechnung des Energieverbrauchs von nicht leistungsgemessenen Kunden durch die Anwendung von Lastprofilen soll eine einheitliche und verbindliche Basis geschaffen werden. Dies geschieht vor dem Hintergrund, einen funktionierenden Wettbewerb um „kleine Kunden“ nur über ein möglichst präzises und einheitliches Verfahren erreichen zu können. Gleiches gilt für die Erfassung und Abrechnung im Bereich nicht leistungsgemessener Einspeiser.

In zunehmendem Maße wird der Bundesnetzagentur vorgetragen, dass sich erhebliche Einspar- und Effizienzpotentiale genutzt werden könnten, wenn auch die Messung von Energie auf Wunsch von Dritten übernommen werden würde. Dies würde zahlreiche innovative Dienstleistungen auch im Zusammenspiel mit dem Einsatz von Kommunikationstechnologien möglich machen, die eine effiziente Nutzung des Netzes sowie der Messstellen mit sich bringen würden. Diskutiert werden diese Maßnahmen u. a. unter dem Begriff „Smart-Metering“. Interessierte Firmen, die in den Messstellenmarkt investieren wollen, beklagen jedoch, dass die Vielzahl der unterschiedlichen Verträge und die Uneinheitlichkeit der sog. technischen Mindestanforderungen einen Markteintritt unmöglich machen. Aus Sicht vieler Marktteilnehmer besteht zudem ein erhebliches Markthemmnis für den gesamten Bereich des Zähl- und Messwesens durch die Tatsache, dass lediglich der Messstellenbetrieb, nicht aber die Messung selbst liberalisiert ist.

2.3.2 Netzzugang Gas

Ein Schwerpunkt der Tätigkeit der Bundesnetzagentur lag auch auf dem neuen Gasnetzzugangsmodell, das bereits im vergangenen Jahr entwickelt wurde. Dieses sieht zwar schon heute eine deutliche Vereinfachung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen vor, wird aber auch weiterhin in Bezug auf die Kernpunkte der Identifikation von Zugangsproblemen und der generellen Weiterentwicklung überprüft und überarbeitet werden müssen. Vor allem die Überwachung der Modellumsetzung ist angesichts der Vielzahl der Netzbetreiber in Deutschland eine äußerst wichtige und zugleich aufwendige Aufgabe. An der Erarbeitung massengeschäftstauglicher und nicht diskriminierender Regelungen zur Ausgleichs- und Regelenergie, die in der GasNZV nicht enthalten sind, wird gearbeitet.

Für die weitere Ausgestaltung und Konkretisierung des Zugangsmodells erscheinen weitere die Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG flankierende Kompetenzen der Regulierungsbehörde sinnvoll. Neben der entgeltseitigen Ausgestaltung der Kosten- oder Entgeltwälzung ist insbesondere an Festlegungskompetenzen zur Kapazitätsbewirtschaftung sowie an eine Erweiterung der Kompetenzen zur Beschaffung und Erbringung von Regel- und Ausgleichsenergie zu denken.

Immanenter Bestanteil des Modells bleibt weiterhin die Bildung von Marktgebieten und damit die Gefahr der Zersplitterung des Gasmarktes. Die Marktgebiete werden konkret auf ihre Ausgestaltungen und Zuschnitte hin überprüft werden. Dabei ist es das Ziel der Bundesnetzagentur, die Anzahl der Marktgebiete weiter zu reduzieren.

Zusätzlich werden die derzeit verwendeten Kapazitätsallokationsmethoden der Netzbetreiber einer genaueren Überprüfung unterzogen. Zielrichtung der Überprüfungen ist eine in Zukunft möglichst effiziente Berechnung und Bewirtschaftung von Kapazitäten. Auch die langfristigen Kapazitätsbuchungen, insbesondere an den Importpunkten nach Deutschland, werden unter dem Gesichtspunkt eines Marktzugangs für Dritte betrachtet werden müssen. Für die Ausgestaltung und Anwendung von Maßnahmen im Bereich der Engpassbewirtschaftungsmethoden erscheinen ergänzende Kompetenzen der Regulierungsbehörde sinnvoll.

Im Bereich der Massengeschäfttauglichkeit für Lieferantenwechsel traf die Bundesnetzagentur eine Festlegung. Diese wird über die Einführung bundesweit standardisierter Prozessschritte bei der Durchführung eines Lieferantenwechsels einen transparenten und allgemeinverbindlichen Rahmen für alle betroffenen Marktteilnehmer schaffen. Ziel ist es, die derzeitige individuelle Organisationsstruktur bei der Abwicklung eines Lieferantenwechsels für Händler zu harmonisieren, und damit eine erhebliche Hürde durch zu hohen Abwicklungsaufwand zu umgehen. Die sehr geringe Anzahl der tatsächlichen Wechsel lässt die Annahme zu, dass noch kein funktionierender Wettbewerb um die Belieferung von Endkunden mit Gas existiert.

2.4 Anreizregulierung

Am 30. Juni 2006 hat die Bundesnetzagentur den gemäß § 112a EnWG geforderten Bericht zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG veröffentlicht. Für die darauf basierende und zurzeit als Entwurf vorliegende Anreizregulierungsverordnung und ein danach einsetzendes Anreizregulierungssystem müssen Vorbereitungen für eine Datenerhebung und Datenverwendung in 2007 und 2008 getroffen werden. Dies betrifft im Speziellen die Konzipierung und Implementierung der notwendigen IT-Infrastruktur sowie die Bestimmung, Definition, Abfrage und Verarbeitung der für die Durchführung der Anreizregulierung notwendigen Daten. Zusätzlich zu den Vorbereitungen zur Datenerhebung müssen nach Maßgabe der Anreizregulierungsverordnung die Effizienzvergleichsmodelle konzipiert und implementiert sowie die Unternehmensvergleiche auf dieser Grundlage durchgeführt werden. An dieser Stelle erfolgt bei der Berechnung der in der Anreizregulierung vorgesehenen individuellen Effizienzvorgabe ein Rückgriff auf die im Rahmen der Entgeltgenehmigungsrunde eingereichten Unternehmensdaten. Folglich ist eine erneute Datenerhebung nicht erforderlich. Auf Grundlage dieses Vergleichs werden ab-

schließend die unternehmensindividuellen Erlösobergrenzen vorgegeben, welche sich an einer Wettbewerbssituation orientieren und erreichbar und übertreffbar sein werden.

Eine Aufgabe mit allgemeingültiger Wirkung ist die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung gem. § 7 Abs. 6 StromNEV/GasNEV. Einem angemessenen, risikoangepassten und wettbewerbsfähigen Eigenkapitalzinssatz für Gas- und Stromnetzbetreiber kommt dabei die Sicherstellung von Investitionen in die Netze zu.

Mit den Regelungen zur Genehmigung von Investitionsbudgets stellt der Verordnungsgeber die Bundesnetzagentur vor eine weitere Herausforderung, die einer umfangreichen Vorbereitung im Vorfeld der Anreizregulierung bedarf.

2.5 Entflechtung

Seit Beginn des Geschäftsjahres 2006 haben nahezu alle Energieversorger (eigene Angaben gemäß Abfrage für den Monitoringbericht 2006) die gesetzlichen Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung umgesetzt. Die gesetzliche Übergangsfrist für die darüber hinaus zur rechtlichen Entflechtung verpflichteten Verteilernetzbetreiber endete am 1. Juli 2007. Die Bundesnetzagentur nimmt dies zum Anlass, verstärkt die Einhaltung der Bestimmungen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung zu überprüfen. Im Mittelpunkt der Überprüfung werden die von den Unternehmen gewählten Entflechtungsmodelle und Umstrukturierungsmaßnahmen stehen. Die Bundesnetzagentur wird dazu gezielt auch die vertraglichen Konstruktionen zur Umsetzung der rechtlichen und operationellen Entflechtung beleuchten. Gegenstand dieser Überprüfung wird insbesondere sein, ob und inwieweit die vertraglichen Regelungen geeignet sind, die Unabhängigkeit der Netzgesellschaften sowie die Unabhängigkeit des Leitungspersonals sicherzustellen.

Gleichzeitig wird der bereits bestehende Prüfansatz zur informatorischen Entflechtung weiter ausgedehnt. Bislang lag der Fokus im Rahmen der informatorischen Entflechtung auf der Feststellung, ob ein Unternehmen die Anforderungen des § 9 EnWG in das bestehende EDV-System integriert hat. Die aufzubauenden Strukturen der EDV-Systeme werden mit den Unternehmen und Softwareherstellern in einem intensiven Dialog erörtert, um im Folgeschritt Umsetzungsvarianten zu definieren sowie die konkrete Implementierung und Anwendung dieser zu überprüfen. Zukünftig wird kontrolliert werden, inwieweit eine umfassende Geschäftsprozessanalyse stattgefunden hat und ob ein Unternehmen alle wirtschaftlich sensiblen oder vorteilhaften Daten erkannt hat und dementsprechend behandelt.

2.6 Veröffentlichungspflichten

Ihrer Pflicht zur Veröffentlichung von Informationen und Daten kamen die Verteilernetzbetreiber im Strombereich sowie die örtlichen Gasnetzbetreiber zum Berichtszeitpunkt des Monitoringberichts 2006 noch nicht vollständig nach. Zwar nutzen die meisten Netzbetreiber das Internet für ihre Veröffentlichungen, jedoch ist die Systematik der Webauftritte oft nicht ausreichend transparent. Daher wird die Überwachung der Veröffentlichungspflichten gemäß den Netzzugangs- und Netzentgeltverordnungen auch weiterhin eine Aufgabe der Bundesnetzagentur sein. Damit soll die Transparenz im Energiemarkt gesteigert und Marktakteure mit grundlegenden und entscheidungsrelevanten Informationen versorgt werden. Auch in Zukunft überwacht die Bundesnetzagentur die Einhaltung der entsprechenden Pflichten für jeden Netzbetreiber. Ferner strebt die Bundesnetzagentur eine weiterführende Konkretisierung in Bezug auf die zu veröffentlichenden Daten an.

2.7 Versorgungsqualität

Großflächige Versorgungsausfälle wie z. B. im Münsterland im November 2005 oder der Stromausfall im November 2006 zeigen, dass auch in Deutschland der Versorgungsqualität eine erhebliche Bedeutung zukommt und dass das Thema im Fokus des öffentlichen Interesses steht. Zwar liegt Deutschland mit einer mittleren Unterbrechungshäufigkeit (SAIDI-System Average Interruption Duration Index) von 22,9 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr (laut einer Erhebung des Verbands der Netzbetreiber (VDN) im Jahr 2004) im internationalen Vergleich im unteren Bereich und zeigt damit eine vergleichsweise hohe Versorgungszuverlässigkeit.. Dennoch ist der Versorgungsqualität und insbesondere der Versorgungszuverlässigkeit gerade vor dem Hintergrund der anstehenden Einführung der Anreizregulierung eine besondere Bedeutung beizumessen. In den beiden anfangs genannten Fällen hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Kompetenzen Ursachenforschung betrieben und wird auch aus zukünftigen Großstörungen die notwendigen Konsequenzen ziehen. Dies zielt vor allem darauf ab, die Netzbetreiber auch weiterhin nicht aus ihrer Systemverantwortung zu entlassen, so dass auch in Zukunft eine zuverlässige Versorgung mit Energie gewährleistet werden kann.

2.8 Internationale Zusammenarbeit (CEER, ERGEG)

Die Regulierungstätigkeit der Bundesnetzagentur leistet einen entscheidenden Beitrag zur Liberalisierung des Energiemarktes, der in den vergangenen Jahren auf europäischer Ebene angestoßen sowie durch mehrere EG-Richtlinien, Verordnungen aber auch Leitlinien vorangetrieben wurde.

Neben der Tätigkeit im nationalen Raum ist die Bundesnetzagentur Mitglied in internationalen Gremien der europäischen Regulierer, der European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG) und dem Council of European Energy Regulators (CEER). Seit Inkrafttreten der EG-Stromhandelsverordnung 1228/2003 am 1. Juli 2004 besteht für die Mitgliedsstaaten die unmittelbare Pflicht zur Teilnahme an ERGEG. Durch eine Ermächtigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) ist die Bundesnetzagentur bereits seit September 2004 Mitglied in den Gremien des CEER und des

ERGEG und beteiligt sich seitdem intensiv an den Aufgaben, die innerhalb dieser Gremien bearbeitet werden. Die Bundesnetzagentur arbeitet in fast allen Arbeitsgruppen von CEER und ERGEG aktiv mit. Die hohe Bedeutung, die einer internationalen Zusammenarbeit beigemessen wird, ergibt sich aus der zentralen Lage des großen Energiemarktes der Bundesrepublik Deutschland im Herzen Europas und aus dem weiterhin umfangreichen Handlungsbedarf bei der Schaffung eines europäischen Binnenmarkts für Elektrizität und Gas. Somit spielt die Mitarbeit in diesen beiden Organisationen sowie die Teilnahme der Bundesnetzagentur an den von ERGEG ins Leben gerufenen so genannten Regionalen Initiativen Strom und Gas eine herausragende Rolle.

Die Bundesnetzagentur ist in beiden internationalen Organisationen in mehreren Arbeitsgruppen vertreten, die sich im Gas u. a. mit den Themen Gasspeicherung, Interoperabilität, Bilanzierung, Transparenz, Europäisches Fernleitungsnetz (EU Grid), Zugang zu LNG-Terminals, Kapazitätsberechnungsmethoden und Handel von Kapazitätsrechten auf dem Sekundärmarkt befassen. Zudem hat die Bundesnetzagentur in der Arbeitsgruppe „Behandlung von Investitionen in neue Infrastruktureinrichtungen“ (Treatment of New Infrastructure Investment) gemeinsam mit der französischen Regulierungsbehörde CRE (Commission de Régulation de l`Énergie) den Vorsitz übernommen. Die Arbeit im Rahmen dieser Arbeitsgruppe umfasst neben einer Auswertung zu erhobenen Daten bezüglich bisheriger Verfahren nach Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG auch eine konkrete Empfehlung zur Anwendung von Artikel 22 in der Form von Leitlinien.

Die Bundesnetzagentur arbeitet zusätzlich an den regulatorischen Themen mit, die sich aus dem Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft – Energy Community Treaty – (im Folgenden „ECT“) ergeben. Der „ECT“ wurde am 25. Oktober 2005 in Athen als Vertrag zwischen der EU-Gemeinschaft und Ländern aus Südosteuropa für eine Dauer von 10 Jahren unterzeichnet.

Die Mitarbeit erfolgt in erster Linie im Rahmen der CEER-Arbeitsgruppe „ECT-WG“. Gegenwärtig werden Leitlinien zu „New Gas Infrastructure Investment Guidelines“ (s. o.) erarbeitet.

Wie im Bereich der Mitarbeit in der ERGEG und dem CEER, ist für den Strombereich die Teilnahme in den Regionalen Initiativen von hohem Stellenwert. Ziel dieser Regionalen Initiativen für den Strombereich ist, die regionale Marktintegration als wichtigen Zwischenschritt auf dem Weg zum europäischen Strom-Binnenmarkt voranzutreiben. Mit den im Dezember 2006 in Kraft getretenen Leitlinien zum Engpassmanagement nach Artikel 8 der EU-Stromhandelsverordnung 1228/2003 wurden die Regionen, die auch den Regionalen Initiativen von ERGEG zu Grunde liegen, förmlich eingeführt. Für Deutschland sind vier der sieben Regionen relevant: Central Western Europe (CWE), Central Eastern Europe (CEE), Northern Europe (NE) und Central Southern Europe (CSE). Zu den in 2007 vorrangig zu bearbeitenden Themen der regionalen Initiativen zählen das Engpassmanagement, die Einführung einer grenzüberschreitenden untertägigen Kapazitätsvergabe an allen deutschen Grenzen sowie die Verbesserung der Transparenz.

Deutschland ist außerdem Teilnehmer des sog. Pentalateralen Energieforums, das auf Initiative der für Energiefragen zuständigen Minister von Deutschland, Frankreich, Belgien, Luxemburg und den Niederlanden gegründet wurde. Die zu behandelnden Themen sind die Optimierung der Nutzung der verfügbaren Kapazität an den Grenzkuppelstellen mit Hilfe der zugehörigen Allokationsmechanismen, die Versorgungssicherheit sowie der Bau neuer grenzüberschreitender Verbindungsleitungen und der Abbau rechtlicher Hemmnisse für eine engere Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Ländern. Die Teilnahme und Mitarbeit innerhalb der genannten internationalen Foren und Arbeitsgruppen wird auch in Zukunft einen hohen Stellenwert für die Bundesnetzagentur haben. Eine Erweiterung der Kompetenzen der existierenden Gruppen wird als eine denkbare Handlungsoption auf dem Weg zu einem innereuropäischen Energiebinnenmarkt gesehen.

Für den Gasbereich gibt es seit April 2006 vier Regionalinitiativen Gas. Ziel dieser Regionalinitiativen Gas ist es, Handels- und Transportbarrieren zwischen den Staaten der EU zunächst auf regionaler Ebene abzubauen, um so die Entstehung eines einheitlichen Marktes zu ermöglichen. Die Bundesnetzagentur ist Co-Vorsitzende mit der nieder-ländischen Energieregulierungsbehörde Office of Energy Regulation (DTe) für die Region Nord-West. Zusätzlich gehört Deutschland dem Regionalen Energiemarkt „Nord West“ an, dessen Aktivitäten im Jahr 2006 zunächst durch die Gründung der Initiative, die Einrichtung und Besetzung der erforderlichen Gremien, sowie die Erstellung eines Arbeitsprogramms geprägt waren. Als Arbeitsschwerpunkte des Regionalen Energiemarktes „Nord West“ wurden die Themen primäre und sekundäre grenzüberschreitende Kapazität, Koordination der verschiedenen nationalen Regulierungssysteme, Gasqualität, Ausgleichsenergie, Transparenz und Hubs festgelegt.

Gemäß ihrem Auftrag berät CEER/ERGEG die Kommission zu dem geplanten so genannten 3. Maßnahmenpaket, mit dem die Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EC des Jahres 2003 überarbeitet werden sollen, um die Entwicklung eines wettbewerblichen europäischen Energiebinnenmarktes weiter voranzutreiben. Bislang wurden zwei Stellungnahmen veröffentlicht: im Juli 2006 hat CEER/ERGEG ihre Stellungnahme zum Grünbuch der Kommission, am 8. Februar 2007 dann ihre Stellungnahme zum „Strategic Energy Review Document“ der Kommission v. 10. Januar 2007 veröffentlicht. Des Weiteren hat CEER/ERGEG kürzlich an den Energie-Ministerrat sog. Factsheets zu den drei wichtigsten Themenkomplexen in Zusammenhang mit der Überarbeitung des Rechtsrahmens übersandt. Diese wurden zusammen mit sechs ausführlicheren Analysepapieren auf der ERGEG-Website am 8. Juni 2007 veröffentlicht. Es handelt sich um folgende Themen:

– 3. Maßnahmenpaket;
– Entflechtung;
– Europäischer Regulierungsrahmen.

Dabei werden die Positionen der nationalen Regulierungsbehörden zu den für sie besonders wichtigen Themenkreisen dargestellt. Wie im Telekommunikationsbereich geht es um die Frage, wie eine engere Zusammenarbeit der unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden auf europäischer Ebene institutionell ermöglicht werden kann, ohne auf die dezentrale Implementierung des Regulierungsrahmens durch die nationalen Behörden zu verzichten. Dabei kommt den vorhandenen Regulierungsverbünden – ERGEG im Energiebereich und ERG (European Regulators Group) im Telekommunikationsbereich – eine große Bedeutung zu, da so auf die vorhandenen Strukturen der Zusammenarbeit aufgesetzt werden kann und keine neuen europäischen Behörden gegründet werden müssen. Durch eine enge Verzahnung der unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden, die hierfür mit ähnlichen Zuständigkeiten ausgestattet sein sollten, soll gewissermaßen ein Zusammenwachsen von unten gestaltet werden. Die Bundesnetzagentur arbeitet aktiv an der Erstellung der CEER/ERGEG-Positionen zu den genannten Themen mit und beeinflusst diese. Dieses Vorgehen stellt eine konsistente Haltung der Bundesnetzagentur in den parallel für den Telekommunikationsbereich zu denselben Fragestellungen erarbeiteten Stellungnahmen sicher.

Die Bemühungen der Bundesnetzagentur zur Liberalisierung des Energiemarktes setzen sich auch in den Prozessen des so genannten Florence Electricity Forum und des so genannten Madrid Gas Forum durch. Bei diesen Foren treffen sich die Regulierungsbehörden, die EU Kommission, Vertreter der Regierungen sowie der Industrie und Verbraucher, um die bei der Realisierung des Binnenmarktes auftretenden Probleme und Erfahrungen auszutauschen, aber vor allem um einheitliche Standards zu erarbeiten und zentrale Themen der Weiterentwicklung des Elektrizitätsbinnenmarktes zu diskutieren.

2.9 EEG

Seit der Änderung des EEG im Jahr 2006 bestehen auch Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur in Bezug auf gewisse Aspekte des EEG. Dies sind vor allem die Überwachung der Höhe von Vergütungsflüssen zwischen Einspeisern und Netzbetreibern, die Einhaltung von Transparenzvorschriften im Rahmen von Veröffentlichungs- und Berichtspflichten sowie der Ausweis von entstehenden Differenzkosten.

Weiterhin sind nach § 14 EEG die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die fluktuierenden Energiemengen aus erneuerbaren Energien unverzüglich untereinander auszugleichen sowie die Energiemengen und die Vergütungszahlungen abzurechnen. Die Ausgleichsmengen im Rahmen der EEG-Veredelung, welche durch den Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisungen notwendig werden, sollen dabei in einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren beschafft werden. Die Bundesnetzagentur setzt sich im Rahmen einer Kooperationslösung dafür ein, dass dieses Marktsegment für alle interessierten und technisch qualifizierten Marktteilnehmer gleichermaßen geöffnet wird.

Teil A.II Energieregulierung im Bereich Strom

1. Netzentgelte Strom

1.1 Rechtsgrundlagen

Der § 23a EnWG schreibt die Durchführung eines Entgeltgenehmigungsverfahrens zur Ermittlung der Höchstgrenze der Netzentgelte vor. Hierfür hat der Netzbetreiber der Regulierungsbehörde die Kostenkalkulation, die die Grundlage für die Ermittlung der Entgelte bildet, vorzulegen.

Neben den allgemeinen Netzentgelten nach § 23a EnWG werden im § 19 StromNEV individuelle Entgelte geregelt.

Zur Ermittlung von Entgelten strukturell vergleichbarer Netzbetreiber kann gemäß § 22 StromNEV ein Vergleichsverfahren durchgeführt werden. Dabei werden die Netzbetreiber spezifischen Strukturklassen zugeordnet und anschließend mittels Kennzahlen miteinander verglichen.

1.1.1 Entgelte nach § 23a EnWG

1.1.1.1 Konsultation/Festlegung

Gemäß § 23a EnWG bedürfen Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsnetzen einer Genehmigung. Die Genehmigung ist zu erteilen, soweit die Netzentgelte den Anforderungen des EnWG (insb. § 21 EnWG) und der auf Grundlage des § 24 EnWG ergangenen Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) entsprechen. Die StromNEV regelt im Detail die Methode zur Ermittlung der Netzentgelte auf der Basis von bilanziellen und kalkulatorischen Kosten des Netzbetriebs. Sie regelt insbesondere die zulässige Höhe und die Art der Ermittlung wesentlicher kalkulatorischer Kostenpositionen, wie kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Steuern. Daneben enthält die StromNEV Regelungen zur Durchführung eines Vergleichsverfahrens. Nicht zuletzt eröffnet die StromNEV Möglichkeiten zur Bildung individueller Netzentgelte für bestimmte Sonderformen der Netznutzung.

Den Ausgangspunkt für das erste Netzentgeltgenehmigungsverfahren bildet die Festlegung BK8-05/051 der Bundesnetzagentur vom 5. Oktober 2005, die die Details der ersten Netzentgeltgenehmigungsrunde regelt. In ihr wurde den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen aufgegeben, wie die Anträge auf Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang zu gestalten sind, insbesondere regelte sie Struktur und Inhalt des bei der Antragstellung durch die Netzbetreiber mit einzureichenden Berichtes über die Ermittlung der Netzentgelte nach § 28 StromNEV. Vor Erlass dieser Festlegung hat die Bundesnetzagentur ein umfangreiches Konsultationsverfahren durchgeführt, um auch die berechtigten Interessen der

betroffenen Wirtschaftskreise in die Entscheidung einfließen zu lassen.

1.1.1.2 Verfahren/Entscheidung

Beim Entgeltgenehmigungsverfahren für die Stromnetzentgelte nach § 23 a EnWG obliegt der Bundesnetzagentur die Überprüfung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Verteilernetzbetreiber, an deren Elektrizitätsverteilernetz mindestens 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Elektrizitätsverteilernetz über das Gebiet eines Landes hinausreicht.

Des Weiteren ist durch den Abschluss von Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Bundesländern Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen auf dem Wege der so genannten Organleihe die Zuständigkeit für bestimmte Aufgaben aus dem EnWG, insbesondere für die Regulierung der Netzentgelte, an die Bundesnetzagentur übertragen worden. Die Bundesnetzagentur reguliert im Strombereich die Netzentgelte von mehr als 250 Netzbetreibern (davon entfallen 100 auf die originäre Zuständigkeit des Bundes und mehr als 150 auf sog. Organleihefälle) mit einem beantragten jährlichen Kostenvolumen in Höhe von rund 18,2 Milliarden Euro (zzgl. rund 6 Mrd. Euro aus EEG und KWKG als durchlaufende Posten). Dies entspricht rund 80 Prozent der gesamten Netzkosten der deutschen Stromverteilernetzbetreiber.

Dabei hat die Bundesnetzagentur die mit dem 30. Oktober 2005 eingegangenen Genehmigungsanträge einer intensiven Prüfung anhand der Maßstäbe des EnWG sowie der Stromnetzentgeltverordnung unterzogen. Bei den Prüfungen haben sich zunächst erhebliche Defizite in der Vollständigkeit der von den Netzbetreibern eingereichten Antragsunterlagen gezeigt, die mit umfangreichen Nachfragen bei den Unternehmen einhergingen.

Die Bundesnetzagentur orientierte sich bei ihrer Prüftätigkeit an einem mit den Landesregulierungsbehörden abgestimmten Prüfraster, das bestimmte Prüfungsschwerpunkte definiert hat. Zu den Prüfungsschwerpunkten gehörten u. a. die Überprüfung der allgemeinen Plankostenansätze, der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, der kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens, der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer. Die Prüfung der einzelnen Positionen gestaltete sich teilweise sehr schwierig. Zum Teil waren die Antragsunterlagen nur wenig aussagekräftig, so dass die Unternehmen zu umfangreichen ergänzenden Stellungnahmen aufgefordert werden mussten. Darüber hinaus wurden die von der Bundesnetzagentur vertretenen Rechtsauffassungen teilweise vehement bestritten. Anfang Juni 2006 konnte die erste Entgeltgenehmigung an den Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH erteilt werden. In der Folgezeit wurden bis zum 25. Juni 2007 insgesamt 242 Verfahren abgeschlossen. Damit wurden 99 Prozent des im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur liegenden Kostenvolumens abgearbeitet. Das maximale Kürzungspotential gegenüber den beantragten Netzkosten lag bei 20 Prozent.

Bis April 2007 waren 24 Beschwerdeverfahren gegen Netzentgeltgenehmigungen anhängig. In einer ersten Eilentscheidung sowie der sich anschließenden Hauptsacheentscheidung hat das Oberlandesgericht Düsseldorf die Ansätze der Bundesnetzagentur in wesentlichen Punkten bestätigt.

1.1.2 Sonderentgelte nach § 19 StromNEV

Im Berichtszeitraum wurden 155 Anträge auf Genehmigung der Vereinbarung individueller Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 StromNEV gestellt.

1.1.3 Vergleichsverfahren

1.1.3.1 Konsultation/Festlegung

Die Bundesnetzagentur kann nach § 22 Abs. 1 StromNEV in regelmäßigen zeitlichen Abständen Vergleichsverfahren durchführen. Ziel der Vergleichsverfahren ist es, die Transparenz des Energiemarktes zu erhöhen und zu Beginn der Energieregulierung einen Überblick über die vorgefundene Ausgangssituation bei den Netzbetreibern zu schaffen. In der Festlegung (E405c-05-001/E 24. August 2005) vom 24. August 2005 wurden die Entscheidungen der Bundesnetzagentur über den Umfang, den Zeitpunkt sowie die Form für das erste Vergleichsverfahren Strom veröffentlicht. Eine erstmalige Datenabfrage wurde am 1. November 2005 durchgeführt. Die Netzbetreiber hatten Daten bezogen auf das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr, in der Regel war dies das Jahr 2004 oder der Zeitpunkt 31. Dezember 2004, an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

1.1.3.2 Verfahren/Entscheidung

Zunächst war ein hoher Anteil an unzureichenden bzw. offensichtlich fehlerhaften Datenlieferungen festzustellen, so dass der Prozess der Datenkonsolidierung und -plausibilisierung bis in den April 2006 andauerte.

Für den Vergleich wurden nach § 24 Abs. 1 StromNEV unterschiedliche Strukturklassen gebildet. Die Strukturklassen richten sich nach der Belegenheit des Netzes sowie nach hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte. Die Zahl der Strukturklassen und das maßgebliche Abgrenzungskriterium sind durch die StromNEV vorgegeben. Die Zugehörigkeit eines Netzbetreibers zu einer Strukturklasse gibt ausschließlich eine strukturelle Vergleichbarkeit hinsichtlich der Absatzdichte und der Belegenheit des Netzes wieder und stellt keine abschließende Wertung hinsichtlich individueller Vergleichbarkeit dar.

Die Bundesnetzagentur hat sowohl für den Gas- als auch für den Strombereich in den Vergleichsverfahren auf die Kosten als maßgebliche Größe zur Beurteilung der Effizienz des Netzbetriebs abgestellt. Zudem orientieren sich sowohl die Erlöse aus Netzentgelten als auch die Netzentgelte selbst an den Netzkosten. Um einen Vergleich der Kosten im Hinblick auf unterschiedlich große Netzbetrei-

ber zu ermöglichen, wurden – entsprechend § 21 Abs. 3 und 4 EnWG i.V.m. § 23 Abs. 1 Nr. 3 StromNEV – die Kosten ins Verhältnis zur Dimension des Netzes gesetzt. Bezogen auf das Stromnetz wurden die Kosten ins Verhältnis zur Stromkreislänge bzw. zur installierten Leistung gesetzt.

Neben der Absatzdichte konnten, bedingt durch die Ausgestaltungsvorschriften der §§ 23 und 24 StromNEV, keine weiteren Kostentreiber Berücksichtigung in den Ergebnissen der Vergleichsverfahren finden. Daher wird den Netzbetreibern bereits im Energiewirtschaftsgesetz die Möglichkeit eingeräumt, die Vermutung der Ineffizienz durch Vortrag besonderer Umstände zu entkräften.

Als Ergebnis des Vergleichsverfahrens Strom zeigten sich innerhalb einer Vergleichsklasse gravierende Kostenunterschiede. Die Bandbreite der Kosten innerhalb einer Strukturklasse kann nicht allein durch strukturelle Besonderheiten erklärt werden und lässt daher vorhandene Ineffizienzen beim Netzbetrieb vermuten. Die Ergebnisse der Vergleichsverfahren Gas und Strom wurden im Amtsblatt Nr.17/2006 der Bundesnetzagentur vom 30. August 2006 veröffentlicht.

1.1.4 Weitere Verfahren

1.1.4.1 Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber

Mit den Veröffentlichungspflichten nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) hat der Gesetzgeber der Forderung nach Transparenz Rechnung getragen. Neben der Entgeltgenehmigung Strom wird von der Bundesnetzagentur die Aufsicht über die Pflichten der § 10 Abs. 2 und § 27 StromNEV übernommen.

Durch eine stichprobenartige Prüfung der Einhaltung der Verpflichtungen der Netzbetreiber konnten einige Probleme erkannt werden. So wurden das Gesetz bzw. die Verordnungen in einigen Fällen unterschiedlich durch die Netzbetreiber ausgelegt. Dies hatte zur Folge, dass die angegebenen Werte der einzelnen Netzbetreiber unter Umständen nicht vergleichbar waren. Des Weiteren hat fehlendes Wissen über die Veröffentlichungspflichten zu unvollständigen Veröffentlichungen geführt. Überdies war durch die Wahl der Darstellungsform sowie des Ortes der Veröffentlichung auf der Internetseite die schnelle Information durch einen interessierten Dritten teilweise erschwert.

Um die Datenqualität der zu veröffentlichenden Daten zu erhöhen hat die Bundesnetzagentur alle Internetveröffentlichungspflichten in einer Richtlinie zusammengestellt und zur besseren Verständlichkeit genauer definiert. Die Richtlinie wurde nach Konsultation mit den Landesregulierungsbehörden sowie den Branchenverbänden, den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt.

Dabei werden neben Datendefinitionen auch Vorschläge zur Präsentation und Strukturierung der Daten gemacht d. h. in welcher Form und an welcher Stelle die Daten auf der Internetseite des Netzbetreibers präsentiert werden sollten. Damit soll erreicht werden, dass die Veröffentlichungspflichten der deutschen Netzbetreiber einheitlich abgelegt werden und somit auch schneller gefunden werden können.

Eine vollständige Prüfung der Veröffentlichungspflichten erfolgte bis zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht, da zunächst die Verabschiedung der Richtlinie erfolgen soll.

1.1.4.2 Missbrauchsverfahren

Im Berichtszeitraum wurden ferner 13 besondere Missbrauchsverfahren im Bereich der Stromnetzentgelte anhängig gemacht. Zwei Missbrauchsverfahren im Zusammenhang mit der Preisstellung für Kunden mit singulär genutzten Betriebsmitteln wurden bislang entschieden, der entsprechende Beschluss wurde auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

2. Zugang zu den Verteiler- und Übertragungselektrizitätsnetzen

2.1 Definition des Netzes

2.1.1 Netz der allgemeinen Versorgung

Die wesentlichen Netzzugangs- und Netzanschlussansprüche, die Aufgaben der Netzbetreiber nach dem 1. Abschnitt des 3. Teils des EnWG und die Entflechtungsverpflichtungen des 2. Teils des EnWG hängen nicht von der Einstufung eines Energieversorgungsnetzes als Netz der allgemeinen Versorgung im Sinne des § 3 Nr. 17 EnWG ab, sondern treffen alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen. Entsprechend gering ist die praktische Bedeutung der Einstufung von Energieversorgungsnetzen als Netze der allgemeinen Versorgung für die Tätigkeit der Bundesnetzagentur im Bereich der Regulierung des Zugangs zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Entscheidungsrelevant wird der Begriff des Netzes der allgemeinen Versorgung derzeit vor allem als Ausschlusskriterium für das Vorliegen eines sog. Objektnetzes im Sinne des § 110 EnWG (vgl. dazu auch OLG Düsseldorf ZNER 07, S. 69).

2.1.2 Objektnetze

Objektnetze sind bestimmte, in der Regel kleinere bis mittlere Netzkonstellationen, die durch § 110 EnWG von wesentlichen Teilen der Regulierung freigestellt werden. Der Gesetzgeber geht dabei davon aus, dass in den von § 110 EnWG erfassten Fallkonstellationen der Monopolkonflikt zwischen Netzbetreiber und Netznutzer durch andere, gemeinsame Interessen so überlagert wird, dass ein individueller Interessenausgleich möglich und eine hoheitliche Regelung der wechselseitigen Rechte und Pflichten nicht erforderlich ist. Verbleibende Konfliktfälle können über die Anwendung des Kartellrechts, insbesondere §§ 19 und 20 GWB gelöst werden.

Die Bundesnetzagentur hat im Jahre 2006 ein von der Rechtsprechung zustimmend zitiertes (OLG Düsseldorf ZNER 07, 70) Merkblatt für Objektnetzbetreiber ent-

wickelt, in dem die Tatbestandsvoraussetzungen und Rechtsfolgen des § 110 EnWG dargestellt und Handreichungen für die Antragstellung nach § 110 Abs. 4 EnWG gegeben werden. Der Länderausschuss (vgl. Teil B.I Kap. 5.) hat die Verwendung des Merkblatts auch in den Ländern empfohlen. Die Bundesnetzagentur wendet die § 110 EnWG in der Praxis in aller Regel nicht Kraft eigener Zuständigkeit, sondern im Wege der Organleihe für Landesregulierungsbehörden an.

2.2 Netzanschluss

2.2.1 Netzanschluss von Großkraftwerken

Aus den Rückschlüssen aus dem Monitoring kann gegenwärtig der Schluss gezogen werden, dass eine große Zahl thermischer Kraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 30 Gigawatt (GW) für den Zeitraum 2007 bis 2012 projektiert wurden.

Gründe für die Notwendigkeit des Kraftwerksausbaus sind der wachsende Erneuerungsbedarf im deutschen Kraftwerkspark, der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie sowie eine anhaltende Hochpreisphase für Deutschland. Ein Großteil der Kraftwerke soll bis spätestens 2012 im Rhein-Ruhr-Gebiet und in Norddeutschland errichtet und jeweils am Übertragungsnetz angeschlossen werden.

Vor dem Hintergrund der üblichen Vorlaufzeiten von der Planung über den ersten Spatenstich bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerkes ist jedoch bereits heute erkennbar, dass auch die von der Elektrizitätswirtschaft bis 2012 konkret in Aussicht gestellten 20 GW an Kraftwerkskapazitäten erheblich verfehlt werden. Es liegen nach Informationen der Unternehmen erst konkrete Baubeschlüsse für ca. 10 GW vor, von denen wiederum ca. 8 GW genehmigt und ca. 7 GW in der Bauphase sind.

Seit Anfang 2006 haben mehrere Kraftwerksinvestoren die Bundesnetzagentur gebeten, ihnen bei der Gewährung des Netzanschlusses an das Übertragungsnetz für ihre Großkraftwerke vermittelnd und unterstützend zur Seite zu stehen. Bei den hiervon betroffenen Übertragungsnetzbetreibern war zunächst eine ablehnende Haltung gegenüber diesen Netzanschlussbegehren eingenommen worden. Insbesondere wurde der Netzanschluss abgelehnt, weil die angefragte Netzanschluss- und Erzeugungskapazität nicht in allen Auslastungszuständen des Netzes in vollem Umfang abtransportiert und bis zum Jahr 2012 eine vollständige Beseitigung der prognostizierten Netzengpässe durch Netzausbaumaßnahmen nicht erreicht werden könne. Die Netzausbaumaßnahmen sollten darüber hinaus vollständig von den Netzanschlusspetenten getragen werden. Die Folge dieser Anforderungen durch die Übertragungsnetzbetreiber wäre nach Angaben der Kraftwerksinvestoren eine Beendigung der Projekte gewesen, da ohne Netzanschluss keine Netznutzung möglich sei, weder alternative Kraftwerksstandorte vorhanden seien noch die Kosten für den Netzausbau mit mehreren Millionen Euro getragen werden könnten.

Die Bundesnetzagentur konnte in einer Vielzahl von bilateralen Gesprächen und Verhandlungsrunden mit den Netzanschlusspetenten und den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern die komplexen Problemfelder identifizieren. Diese umfassen u. a. das Verhältnis von Netzanschluss und Netzzugang, die Netzausbauverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber und die Übernahme der Netzausbaukosten. Darüber hinaus standen Aspekte des Bestandsschutzes von Altkraftwerken gegenüber Neuanlagen sowie der Förderung von Neuanlagen oder unabhängigen Erzeugern zur Diskussion.

Der Bundesnetzagentur ist es Ende 2006 gelungen, die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber zu einem Abrücken von ihrer bisher vertretenen Position zum Verhältnis von Netzanschluss und Netzzugang zu bewegen und eine einvernehmliche Lösung herbeizuführen. Anfang 2007 ist es zudem gelungen, ein von einem Netzanschlusspetenten auf Antrag eingeleitetes besonderes Missbrauchsverfahren einvernehmlich zu beenden.

Die Bundesnetzagentur vertritt die Auffassung, dass Fragen des Netzanschlusses und des Netzzuganges grundsätzlich getrennt zu behandeln sind, d. h. bei auftretenden Engpässen im Übertragungsnetz Fragen des Netzzugangs, nicht jedoch des Netzanschlusses berührt sind. Daraus resultiert allerdings auch, dass mit dem Netzanschluss an das Übertragungsnetz kein Recht auf eine definierte Einspeisekapazität verbunden ist. Unvermeidbare Engpässe sind entsprechend der Stromnetzzugangsverordnung diskriminierungsfrei und marktorientiert zu bewirtschaften. Die Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau obliegt nur dem Netzbetreiber, die Anschlussnehmer sind nach geltendem Recht nicht verpflichtet, sich an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber den Netzanschlusspetenten angemessene Informationen zur Verfügung zu stellen, damit diese auf Basis eigener Annahmen Erkenntnisse über voraussichtliche Lage, Umfang und Stabilität künftiger Engpässe erlangen können.

Parallel zu diesen Entwicklungen hat die Bundesregierung eine Kraftwerks-Netzanschlussverordnung beschlossen. Diese zielt auf eine Konkretisierung des Netzanschlussanspruches und einen diskriminierungsfreien Netzanschluss für Kraftwerke.

Nicht zuletzt durch die zu erwartenden Kraftwerksanschlüsse in den kommenden Jahren wird das bestehende Übertragungsnetz seine Kapazitätsgrenzen an gewissen Stellen erreichen. Eine besonders kritische Situation könnte z. B. auf der Strecke Rhein-Ruhr/Rhein-Main bereits um 2012 entstehen. Diese spielt eine zentrale Rolle bei der Versorgung Süddeutschlands sowie des angrenzenden Auslands. Teile des Übertragungsnetzes sind bei bestimmten Konstellationen bereits heute am Rande der Belastbarkeit. Zusätzliche Transportanforderungen in Nord-Süd-Richtung durch erhöhte Einspeisung von Windenergie und/oder die Stilllegung von Kraftwerken im Süden würden Engpässe sehr wahrscheinlich machen. Der Bau zusätzlicher Übertragungskapazität ist daher unerlässlich.

Anlass zur Besorgnis geben in diesem Zusammenhang die Verzögerungen beim Bau neuer Stromleitungen. Davon betroffen sind unter anderem alle Projekte, die im

„Priority Interconnection Plan“ der EU Kommission enthalten sind. Die vorgesehenen Zeitpunkte für die Inbetriebnahme können bereits jetzt nicht mehr eingehalten werden.

Die Bundesnetzagentur hat das Thema Netzausbau daher aufgegriffen und lässt sich über den Realisierungsstand vierteljährlich berichten. Danach gibt es keinen Anhalt dafür, dass die Verzögerungen durch die Übertragungsnetzbetreiber verursacht werden. Entscheidend sind vielmehr die aus mangelnder Akzeptanz der Bevölkerung resultierenden zeitintensiven Genehmigungsverfahren (auch bei Leitungen, die durch erneuerbare Energien bedingt sind). Die Realisierung einer neuen Freileitung dauert in der Regel bis zu 10 Jahre und somit länger als der Bau eines Kraftwerks.

2.2.2 Dezentrale Einspeiser

2.2.2.1 Netzsicherheitsmanagement

Ende 2005 sowie in 2006 hat sich die Bundesnetzagentur durch Beschwerden zweier Großindustrieunternehmen sowie mehrerer Kleinst-Blockheizkraftwerksbetreiber (Kleinst-BHKW) mit dem so genannten Netzsicherheitsmanagement zweier Verteilernetzbetreiber befasst.

Das Netzsicherheitsmanagement ist ein Instrument, welches insbesondere die Anpassung von Stromeinspeisungen entsprechend den gesetzlichen Vorgaben des EEG, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und des EnWG im Fall einer Gefährdung oder Störung der Elektrizitätsversorgungssystems regelt. Grundsätzlich ist gemäß § 13 Abs. 1 EnWG jeder Netzbetreiber verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch netzbezogene oder marktbezogene Maßnahmen abzuwenden. Soweit eine Gefährdung oder Störung nicht rechtzeitig beseitigt werden kann, ist der Netzbetreiber gemäß § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder eine Anpassung zu verlangen. Insoweit entspricht auch ein Netzsicherheitsmanagement, welches einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleistet, im Grundsatz der Zielrichtung des EnWG.

Im Fall einer Anpassung der Stromeinspeisungen durch den Netzbetreiber ist die Vorrangregelung des EEG zu beachten, mit der Folge, dass bei EEG-geförderten Anlagen erst dann eine Leistungsreduzierung oder gar eine Beendigung der Einspeisung vorgenommen werden darf, wenn bereits für alle KWKG-geförderten Anlagen und konventionellen, d. h. nicht privilegierten Erzeugungsanlagen die Einspeisung beendet wurde.

Betroffen vom Netzsicherheitsmanagement zweier ostdeutscher Verteilernetzbetreiber sind insbesondere zwei große Industrieunternehmen, die über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen verfügen sowie zahlreiche Kleinst-BHKW-Betreiber mit einer Leistung unter 30 Kilowatt (kW). Die Anwendung des Netzsicherheitsmanagements hatte zur Folge, dass die KWK-Anlagen leistungsreduziert oder abgeschaltet wurden, vor allem, weil in diesen Netzgebieten ein hoher Zuwachs an EEG-geförderten Anlagen und im Gegensatz dazu ein geringer Stromverbrauch zu verzeichnen ist. Für die zwei großen Industrieunternehmen kann die Beendigung der Stromeinspeisung zu einer Einschränkung oder Beendigung der Betriebsprozesse (bspw. Produktionsausfall, zusätzliche Kosten für die Bereitstellung von Prozesswärme) führen. Kleinst-BHKW-Betreiber wären u. U. gehindert, Wärme zu erzeugen, wenn sie keinen Strom einspeisen (Netzparallelbetrieb). Da gerade in den Wintermonaten oft hohe Stromeinspeisungen durch EEG- geförderte Windenergieanlagen festzustellen sind, wäre in einer kalten Jahreszeit für Kleinst-BHKW-Betreiber mit der Beendigung der Stromeinspeisung durch den Netzbetreiber auch die Beendigung der Wärmeerzeugung verbunden. Dieser Zielkonflikt bei der Einspeisung von nach EEG und KWKG geförderten Anlagen trägt derzeit zu einer Benachteiligung der KWK-Anlagenbetreiber bei. Dieser Konflikt könnte z. B. durch die Relativierung des Einspeisevorrangs von Strom aus EEG-Anlagen gegenüber KWKG-Anlagen gelöst werden.

Die Bundesnetzagentur konnte in Gesprächen mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern erreichen, dass Stromerzeuger mit einer Leistung von bis zu 30 kW bei Neuanschlüssen von der Anwendung des Netzsicherheitsmanagements ausgenommen werden. Für die KWK-Anlagen der großen Industrieunternehmen ist allerdings weiterhin in Starkwindzeiten mit einer Leistungsreduzierung zu rechnen.

2.2.2.2 Leistungsfaktor

Der Bundesnetzagentur liegt eine Vielzahl von Beschwerden und Anfragen sowohl von Letztverbrauchern höherer Spannungsebenen als auch von Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen bezüglich der Netzanschluss-/Anschlussnutzungsbedingungen vor, die insbesondere die Anhebung des einzuhaltenden Leistungsfaktors durch einzelne Verteilernetzbetreiber von 0,9 auf Werte nahe 1 (z. B. 0,98) bzw. gleich 1 rügen.

Für Betreiber von BHKW, deren Netzanschluss seitens der Verteilernetzbetreiber von der Gewährleistung eines bestimmten Leistungsfaktors bei der Einspeisung abhängig gemacht wird, bedeutet eine Erhöhung des geforderten Leistungsfaktors auf Werte nahe bzw. gleich 1, dass diese zum Teil gar nicht oder nur mittels Zusatzkosten behafteter Kompensationsmaßnahmen einzuhalten seien. Somit wird seitens der BHKW-Betreiber in dem Vorgehen der Netzbetreiber eine gezielte Netzanschlussbehinderung gesehen.

Von Letztverbrauchern oberhalb Niederspannung bzw. deren Stromlieferanten wird bei Unterschreitung eines bestimmten Leistungsfaktors im Rahmen der Netznutzungsabrechnung ein gesondertes Entgelt für die in Anspruch genommene Blindarbeit gefordert, welches die Netzbetreiber bisher als nicht der Regulierung unterfallend ansehen. Hier bewirkt eine Verschiebung der Leistungsfaktor-Grenze nach oben, dass die Anzahl derer, die den geforderten Leistungsfaktor (ohne Blindleistungskompensation) nicht einhalten können und damit der Vergütung von Blindarbeit unterlägen, zunehmen würde.

Eine gesetzliche Normierung haben die Anschlussnutzungsbedingungen hinsichtlich des Leistungsfaktors bisher nur für Letztverbraucher in Niederspannung erfahren. Für die Behandlung der oben genannten Beschwerdefälle ist es daher erforderlich, eine Position der Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Angemessenheit gemäß § 17 EnWG von Leistungsfaktor-Forderungen zu erarbeiten.

2.2.3 Stromverbrauchende Netzanschlussnehmer

2.2.3.1 Netzebenenwahl

Im Laufe der Jahre 2005 bis 2007 gingen bei der Bundesnetzagentur eine große Zahl von Beschwerden ein, die eine Verweigerung des Anschlusses in der vom Anschlusspetenten gewünschten Spannungs- bzw. Netzebene durch den jeweiligen Netzbetreiber zum Gegenstand hatte. Aus den jeweiligen Sachverhaltsschilderungen und den mit Anschlusspetenten und Netzbetreibern geführten Gesprächen wurde deutlich, dass die Frage der Anschlussebene für beide Seiten von hoher wirtschaftlicher Bedeutung ist. Da die Höhe der zu zahlenden Netznutzungsentgelte insbesondere auch von der Anschlussebene abhängt, besteht bspw. für mittelständische Betriebe wie Baumärkte oder Fertigungsbetriebe ab einer gewissen Leistungsaufnahme bzw. einem gewissen Stromverbrauch der wirtschaftliche Anreiz, sich in einer höheren als der bisherigen Spannungs- bzw. Netzebene an das vorgelagerte Netz anschließen zu lassen.

Auf Seiten der Netzbetreiber entstehen durch einen Anschlussebenenwechsel Einnahmeverluste in der verlassenen Ebene, die, soweit sie nicht durch Optimierungsmaßnahmen im Netz aufgefangen werden können, auf die in der verlassenen Ebene weiterhin angeschlossenen Anschlusskunden umgelegt werden müssen. Neben dieser ökonomischen Problemstellung stellt sich unter juristischen Gesichtspunkten die Frage, ob die Vorschrift des § 17 EnWG dem Anschlusspetenten ein Wahlrecht hinsichtlich der Anschlussebene vermittelt oder er lediglich Anspruch auf einen Anschluss in der ihm vom Netzbetreiber zugewiesenen Ebene hat.

Zu diesen Themenkomplexen hat die Bundesnetzagentur nach intensiver Auswertung und Prüfung der verschiedenen Sachverhalte ein Grundsatzpapier erarbeitet und zur öffentlichen Diskussion gestellt, das sich für ein grundsätzliches Wahlrecht des Anschlusspetenten unabhängig davon ausspricht, ob es sich um einen Neuanschluss handelt. Allerdings unterliegt dieses Wahlrecht mit Blick auf die in der verlassenen Ebene zumindest vom Prinzip her mögliche entgelterhöhende Wirkung der Einschränkung, dass die Anschlussgewährung dem Netzbetreiber auch unter Berücksichtigung ihm vorliegender gleichgelagerter Anträge ggf. auch unter Berücksichtigung etwaiger konkret zu erwartender Folgeanträge zumutbar sein muss.

2.2.3.2 Baukostenzuschuss

Die Systematiken zur Ermittlung von Baukostenzuschüssen in der Niederspannung sowie deren absolute Höhe waren ursächlich für eine Vielzahl von Verbraucher- und Unternehmensbeschwerden, mit denen sich die Bundesnetzagentur beschäftigt hat. Eine über Jahrzehnte gewachsene, völlig uneinheitliche Erhebungspraxis musste den Maßstäben des neuen Energiewirtschaftsrechts gegenüber gestellt und mit gesetzlichen Neuregelungen durch die Niederspannungsanschlussverordnung in Einklang gebracht werden. Auf Grund der Intransparenz und Uneinheitlichkeit der Erhebungssystematiken bei den verschiedenen Netzbetreibern wurden Anstrengungen unternommen, ein einheitliches Erhebungskonzept zum Baukostenzuschuss zu erarbeiten, um die Akzeptanz im Sinne einer quantitativen Nachvollziehbarkeit und dessen Berechtigung zu erhöhen. Dabei stellt sich in einer Vielzahl der Fälle auch die Frage, ob die Erhebung eines Baukostenzuschusses dem Grunde nach überhaupt vertretbar ist, denn der Baukostenzuschuss ist in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung nicht gesetzlich fixiert und wird damit eigeninitiativ vom Netzbetreiber erhoben.

Die Beschäftigung mit zu klärenden Einzelfragen wird sich ebenso fortsetzen, wie die Überlegungen zu einer einheitlichen Erhebungssystematik.

2.3 Netzzugang

2.3.1 Bilanzkreissystem

2.3.1.1 Bilanzkreisabrechnung

In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass eine verbindliche Bilanzkreisabrechnung innerhalb der verordnungsrechtlich vorgesehenen Frist des § 8 Abs. 2 Satz 5 StromNZV auf Grund fehlender einheitlicher Regelungen für den Datenaustausch und des Datenclearing zwischen den diversen an der Abrechnung beteiligten Akteuren faktisch nicht möglich ist. Die Bundesnetzagentur hat daher ein Beschlusskammerverfahren zur Festlegung von Marktprozessen Bilanzkreisabrechnung eröffnet. Ziel dieses Verfahrens ist die Festlegung von Regelungen für den Datenaustausch zwischen den beteiligten Verteilernetzbetreibern, den Bilanzkreisverantwortlichen, den Lieferanten und den Übertragungsnetzbetreibern sowie von Regelungen für die Frage des jeweiligen Datenclearings. Eine beim VDN angesiedelte Arbeitsgruppe hat einen Entwurf für derartige Marktprozesse vorgelegt, der von der Bundesnetzagentur im Markt konsultiert worden ist. Hieraus hat sich sowohl bezüglich des Grundkonzeptes des Entwurfs, sowie verschiedenster Detailpunkte erheblicher Diskussionsbedarf ergeben. Die Bundesnetzagentur arbeitet diese Punkte zurzeit ab, mit dem Ziel, zeitnah erste Rahmenbedingungen zur Ermöglichung einer zügigen und verbindlichen Bilanzkreisabrechnung festzulegen.

2.3.1.2 Bilanzkreisverträge

Verträge über die Führung von Bilanzkreisen müssen von allen Bilanzkreisverantwortlichen mit den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern abgeschlossen werden. In der Vergangenheit gab es eine Reihe von Konfliktpunkten bezüglich des Inhalts dieser Verträge, die bei jedem der vier Übertragungsnetzbetreiber unterschiedlich gestaltet sind. Entsprechend den Forderungen des Marktes nach einer Vereinheitlichung dieser Verträge hat die Bundesnetzagentur die vier Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen

eines Verfahrens nach § 28 EnWG zur Vorlage eines gemeinsamen einheitlichen Bilanzkreisvertrages aufgefordert. Nach Konsultation dieses Vertragsentwurfes hat die Bundesnetzagentur diverse Änderungen des Vertrages insbesondere im Hinblick auf die Voraussetzungen für die Erhebung von Sicherheitsleistungen, Fragen der Prognosepflichtverletzungen sowie des Fahrplanmanagements für notwendig erachtet. Diese Änderungen sind mittlerweile von den beteiligten Marktakteuren kommentiert worden. Auf Basis der Auswertung dieser Stellungnahmen wird die Bundesnetzagentur im laufenden Jahr Änderungen des Standardbilanzkreisvertrages verbindlich festlegen.

2.3.1.3 Fahrplanmanagement

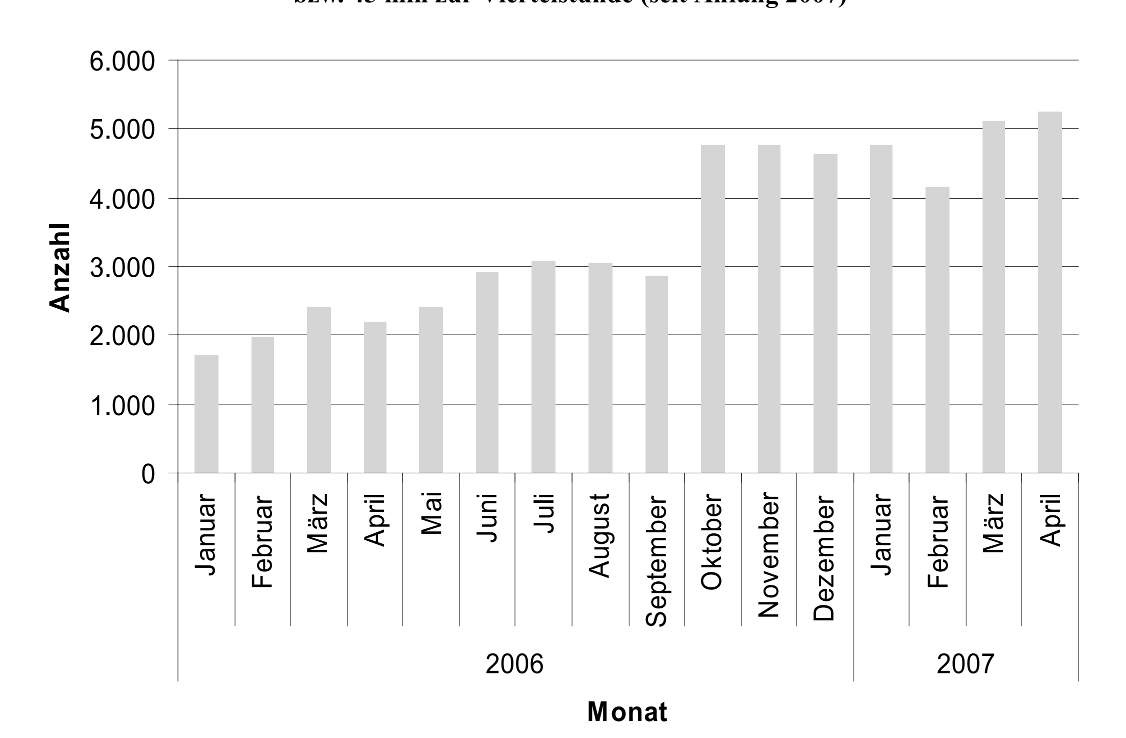
Grundsätzlich sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den Übertragungsnetzbetreibern die geplanten Stromliefer- und -handelsgeschäfte für den jeweiligen Tag (auf Basis von viertelstündlichen Werten) mitteilen, bis 14.30 Uhr des Vortags möglich (§ 5 Abs. 1 StromNZV). Für untertägliche Fahrplanänderungen sieht § 5 Abs. 2 StromNZV vor, dass Fahrpläne innerhalb einer Regelzone sowie regelzonenübergreifende Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden können. Die Regelungen nach § 5 Abs. 3 StromNZV sehen weiter vor, dass Fahrplanänderungen regelzonenintern auch bis 16 Uhr des Folgetages möglich sind.

Bis Ende 2006 galt für regelzonenübergreifende Fahrplanänderungen eine Übergangslösung mit abweichenden Vorlaufzeiten für untertägliche Fahrplanänderungen. Diese hatte die Bundesnetzagentur akzeptiert, da die Übertragungsnetzbetreiber überzeugend dargelegt hatten, dass eine sichere Durchführung von Fahrplanänderungen nicht ohne Implementierung einer automatisierten Abwicklung möglich sei. Auch wenn – auf Grund von relativ kurzen Fristen, die den Stromhändler zur Umstellung eingeräumt wurden – eine automatisierte Lösung nicht vollständig zu Beginn des Jahres 2007 umgesetzt werden konnte, wurde die Übergangslösung zu Jahresbeginn durch die gesetzlich geltenden Fristen abgelöst.

Um die Nutzung des untertäglichen Fahrplanmanagements durch die Marktteilnehmer einschätzen zu können, führt die Bundesnetzagentur seit Anfang 2006 ein Monitoring über die abgewickelten Fahrplanänderungen durch. Hierzu werden von den Übertragungsnetzbetreibern monatlich Berichte über die Anzahl der betroffenen Bilanzkreise, die Anzahl sowie das Volumen der Fahrplanänderungen gemäß Übergangslösung und im Fall von Kraftwerksausfällen an die Bundesnetzagentur übersandt. Diese Informationen werden u. a. im Rahmen des Monitorings detailliert ausgewertet. Die Entwicklung der Anzahl der monatlichen Fahrplanänderungen in allen vier deutschen Regelzonen bis April 2007 ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Der deutliche Sprung im Oktober 2006 ist auf die Einführung der untertäglichen Handelsplattform bei der Strombörse EEX zurückzuführen.

Abbildung 2

Anzahl der Fahrplanänderungen mit Vorlauf von 60 Minuten zur vollen Stunde (bis Ende 2006) bzw. 45 min zur Viertelstunde (seit Anfang 2007)



Der Schwerpunkt der weiteren Tätigkeiten der Bundesnetzagentur im Bereich Fahrplanmanagement wird zukünftig vor allem im Bereich der grenzüberschreitenden Fahrplanänderungsmöglichkeiten liegen.

2.3.1.4 Behandlung von EEG-Strom Direktvermarktern

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen gestellt. Hintergrund ist eine zunehmende Tendenz, in Zeiten hoher Börsenpreise aus EEG-Anlagen erzeugte Mengen nicht nach den EEG-Sätzen vergüten zu lassen, sondern direkt an der Börse zu vermarkten. Dies betrifft insbesondere Energie aus Biomasse- und Wasserkraftanlagen, deren EEG-Vergütungssätze schon heute zum Teil unter dem Börsenpreis liegen. Die Übertragungsnetzbetreiber begründen ihren Antrag mit der Befürchtung, dass eine unreglementierte Direktvermarktung sowohl zu deutlichen Preissteigerungen als auch zu erheblichen Beschaffungsrisiken im Rahmen der durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzunehmenden so genannten EEG-Veredelung führt. In diesem Zusammenhang liegen bei der Bundesnetzagentur auch diverse Anfragen insbesondere von Stromhändlern vor, die Auskunft über die Rahmenbedingungen der Direktvermarktung erbitten und z. T. eigene Vorstellungen enthalten.

Von Seiten der Bundesnetzagentur wird eine Marktintegration erneuerbarer Energien nachdrücklich begrüßt. Es sollten alle Schritte unternommen werden, eine solche weiter zu fördern. Entscheidend ist dabei nach Auffassung der Bundesnetzagentur jedoch, die Weichen so zu stellen, dass ein solches Modell nicht nur zu kurzfristigen Gewinnmitnahmen führt, sondern zukunftsfähig im Sinne einer echten Marktfähigkeit ist. Dazu ist aus Sicht der Bundesnetzagentur unerlässlich, dass sowohl das Mengen- als auch das Preisrisiko für die direkt vermarkteten Mengen von den jeweiligen Händlern übernommen wird und das Modell nicht zu einer weiteren Belastung des EEG-Ausgleichsmechanismus führt. Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung werden zurzeit von der Bundesnetzagentur unter Beteiligung der relevanten Marktakteure sowie der betroffenen obersten Bundesbehörden erarbeitet.

2.3.2 Ausgleichsleistungen

2.3.2.1 Regelenergie

Die Bereitstellung von Regelenergie ist eine der zentralen, in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber liegenden Aufgaben. Regelenergie dient dem Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch, welche durch stochastische Lastschwankungen, unvorhersehbare Kraftwerksausfälle oder auch durch fluktuierende Windenergieeinspeisungen hervorgerufen werden. Da elektrische Energie nur sehr begrenzt speicherbar ist, muss dieser Ausgleich permanent, d. h. zu jedem Zeitpunkt erfolgen. Es gibt drei Arten von Regelenergie, die sich hinsichtlich ihrer Aktivierungsgeschwindigkeit unterscheiden. Die Primärregelung setzt automatisch bereits wenige Sekunden nach einem Leistungsungleichgewicht ein und wird solidarisch von allen Primäregelleistung erbringenden Kraftwerken innerhalb des europaweiten Verbundnetzes (UCTE-Netz) erbracht. Die Sekundärregelenergie löst die Primärregelung nach wenigen Minuten ab und wird von jedem Übertragungsnetzbetreiber eigenverantwortlich zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten innerhalb seiner Regelzone eingesetzt. Bei länger andauernden Ungleichgewichten kann der Übertragungsnetzbetreiber zur Entlastung der Sekundärregelenergie zusätzlich Minutenreserve aktivieren, die innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen muss.

2.3.2.1.1 Minutenreserve

Eine erste grundlegende Festlegung zur Beschaffung von Regelenergie ist zur Minutenreserve ergangen. Mit Beschluss BK6-06-012 vom 29. August 2006 hat die Bundesnetzagentur zur Erhöhung der Transparenz und Effizienz bei der Beschaffung von Minutenreserve Bedingungen einer gemeinsamen Ausschreibung durch alle Übertragungsnetzbetreiber auf einer gemeinsamen Internetplattform entsprechend § 6 Abs. 1 StromNZV und § 22 EnWG festgelegt. Dies ist für die weitere Marktentwicklung insofern von hoher Bedeutung, als die Regelenergie ein wesentlicher Kostenblock bei den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber ist, auf dessen langfristige Absenkung durch einen funktionierenden Anbieterwettbewerb die Festlegung abzielt. Daneben spielt die Regelenergie als Basis für die Kosten der Ausgleichsenergie auch eine wichtige Rolle für die unmittelbaren Kosten von Stromlieferanten.

Zentrale Punkte der Festlegung waren die Vorgabe einer auf einer gemeinsamen Internetplattform täglich zu erfolgenden einheitlichen Ausschreibung aller Übertragungsnetzbetreiber, einer auf 15 Megawatt (MW) reduzierten Mindestlosgröße, einheitlicher Zeitscheiben sowie die angebotsscharfe Veröffentlichung aller anonymisierten Angebote unmittelbar im Anschluss an die Ausschreibung mit Angabe von Leistungspreis, Arbeitspreis, angebotener Leistung sowie der Information über die Zuschlagserteilung. Die neuen Ausschreibungsmodalitäten für die Erbringung von Minutenreserve sind zum 1. Dezember 2006 in Kraft getreten. Die Ausschreibungsergebnisse mit den Angebotslisten sind unter der zu diesem Zweck von den Übertragungsnetzbetreibern eingerichteten Internetseite www.regelleistung.net einsehbar. Die Festlegung ist im Markt durchweg begrüßt worden. Sie ist bestandskräftig.

Kurz nach Inkrafttreten der Festlegung war ab dem 4. Dezember 2006 ein starker Preisanstieg zu beobachten. So wurde ein Sprung der Leistungspreise von etwa 100 bis 200 Euro/MW pro Tag auf über 1 000 Euro/MW pro Tag ersichtlich. Bei dem starken Preisanstieg handelte es sich jedoch um einen temporären Effekt, der durch ein Zusammentreffen eines kurzzeitigen Liquiditätsengpasses auf dem Minutenreservemarkt mit dem Austesten von Preissetzungsspielräumen größerer Anbieter ausgelöst worden

sein dürfte. Inzwischen sind diese Preissteigerungen wieder abgebaut. Die Preise für Minutenreserve liegen nunmehr in der Regel unter dem Ausgangsniveau vom 30. November 2006. Die Bundesnetzagentur geht daher davon aus, dass der Preisanstieg ein vorübergehender Effekt war und die neuen Ausschreibungsbedingungen langfristig zu sinkenden Preisen durch mehr Wettbewerb auf dem Minutenreservemarkt führen werden.

2.3.2.1.2 Primär- und Sekundärregelung

Die Bundesnetzagentur bereitet derzeit analog zur Minutenreserve grundlegende Festlegungen zu den Ausschreibungsbedingungen bei der Primär- und Sekundärregelung vor. Insbesondere der Sekundärregelung kommt dabei auf Grund ihrer zentralen Funktion des von jedem Übertragungsnetzbetreiber für seine Regelzone eigenverantwortlich durchzuführenden Ausgleichs von Leistungsungleichgewichten eine besondere Rolle zu. Dies spiegelt sich zum einen in der Höhe des Bedarfes an Sekundärregelenergie und damit auch im Marktvolumen wider, welches das der beiden anderen Regelenergiearten deutlich übersteigt. Zum anderen sind bei der Sekundärregelung besondere technische Anforderungen hinsichtlich der Einbindung der die Sekundärregelenergie erbringenden technischen Anlagen in den Leistungs-Frequenz-Regler des Übertragungsnetzbetreibers zu erfüllen. Bei der Primärregelung erfolgt die Steuerung auf Basis der Netzfrequenz dezentral und an den technischen Anlagen selbst.

Der Bedarf an Primär- und Sekundärregelenergie wird derzeit auf halbjährlicher Basis von jedem Übertragungsnetzbetreiber über eine eigene Ausschreibung gedeckt. Der Markt für Primär- und Sekundärregelung ist dabei geprägt von einer nur geringen Anzahl an Anbietern. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die Kraftwerksgesellschaften der großen Verbundunternehmen. Ziel der Festlegungen muss daher insbesondere sein, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und dadurch mittel- und langfristig durch wachsenden Wettbewerbsdruck preisdämpfende oder sogar -senkende Effekte zu erzielen. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt dazu, die Transparenz bei den Ausschreibungsverfahren zu erhöhen sowie die Rahmenbedingungen für die Teilnahme neuer Anbieter an diesen Märkten zu verbessern.

Gegenstand der von der Bundesnetzagentur derzeit vorbereiteten Festlegungen zur Primär- und Sekundärregelung ist daher konkret die Durchführung von gemeinsamen Ausschreibungen auf der von den Übertragungsnetzbetreibern eingerichteten gemeinsamen Internetplattform. Darüber hinaus beabsichtigt die Bundesnetzagentur, ähnlich wie bei der Minutenreserve Festlegungen zu den Mindestangebotsgrößen, zu den Ausschreibungszeiträumen und -zeitpunkten, zu einheitlichen Zeitscheiben, zur Zuschlagserteilung und bei der Sekundärregelenergie auch zum Abruf sowie zur Veröffentlichung von Angebotsdaten und den Ergebnissen der Ausschreibung zu treffen. Vorausgegangen sind intensive Gespräche und Konsultationen mit den betroffenen Marktakteuren. Die Festlegungen werden in der zweiten Jahreshälfte 2007 veröffentlicht werden und ab der am 1. Dezember 2007 beginnenden Ausschreibungsperiode Inkrafttreten.

2.3.2.2 EEG – Veredelung

Gemäß § 14 Abs. 1 des EEG sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang, den zeitlichen Verlauf der nach § 5 Abs. 2 EEG vergüteten Energiemengen und die Vergütungszahlungen zu erfassen sowie die Energiemengen unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, haben gemäß § 14 Abs. 3 EEG den von dem für sie regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abgenommenen Strom anteilig nach der Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Stromabnahme angenäherten Profils abzunehmen und zu vergüten.

Aus diesen Verpflichtungen ergibt sich für die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in eine Profillieferung, derzeit ein Monatsband, umzuwandeln. Dies wird im Folgenden als „EEG-Veredelung“ bezeichnet. Bislang wurde diese Aufgabe im Wesentlichen durch die Erzeugungs- bzw. Handelsschwestern des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt. Dieses Vorgehen wurde von Marktteilnehmern vielfach als diskriminierend kritisiert. Einige Marktteilnehmer sind daher an die Bundesnetzagentur herangetreten und haben Vorschläge unterbreitet, wie die „EEG-Veredelung“ im Rahmen eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahrens durchgeführt werden könnte.

Zu diesen Vorschlägen fanden in 2006 bereits erste Gespräche mit den Übertragungsnetzbetreibern und den Marktteilnehmern, die sich mit ihren Vorschlägen an die Bundesnetzagentur gewandt hatten, statt. Im Gespräch am 23. Oktober 2006 wurde nach Diskussion der Vor- und Nachteile der einzelnen Modelle vereinbart, dass die Bundesnetzagentur auf Basis der vorliegenden Vorschläge ein Eckpunkte-Papier zur Ausgestaltung der Öffnung des Marktsegments „EEG-Veredelung“ entwickelt.

Dieser Vorschlag ist insbesondere bei den Übertragungsnetzbetreibern auf nicht unerhebliche Kritik insbesondere mit Blick auf die durch ein derartiges System entstehenden Kosten gestoßen. Die Bundesnetzagentur überarbeitet daher derzeit das Konzept. Es ist davon auszugehen, dass im Sommer dieses Jahres eine marktweite Konsultation zur Neugestaltung der EEG-Veredelung stattfinden kann.

2.3.2.3 Beschaffung von Verlustenergie

Die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen bestimmt in § 10 Abs. 1 StromNZV die allgemeinen Grundsätze zur Beschaffung von Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren.[2] Nach § 27 Abs. 1 Nr. 6 StromNZV kann die Bundesnetzagentur Festlegungen hinsichtlich des Ausschreibungsverfahrens sowie des Verfahrens zur Bestimmung der Netzverluste treffen. Be-

gleitet werden diese Vorschriften durch umfangreiche Veröffentlichungspflichten.

Durch Gespräche mit Unternehmen wurde deutlich, dass die gesetzlichen Vorgaben zur Beschaffung der Verlustenergie höchst unterschiedlich umgesetzt werden. Dabei variierte sowohl die Beschaffungspraxis als auch die Methode zur Bestimmung der Netzverluste je nach betrachtetem Netzbetreiber. Es wurde festgestellt, dass in integrierten Energieversorgungsunternehmen in der Regel der assoziierte Vertrieb die Beschaffung der Netzverluste für den Netzbetrieb übernimmt und auch die Führung des Verlustenergiebilanzkreises durch den assoziierten Vertrieb übernommen wurde. In einigen Unternehmen wurden Portfoliomanagementstrategien eingesetzt, um zu einer möglichst kostengünstigen Eindeckung mit Netzverlustenergie zu gelangen, allerdings wurde dann in der Regel keine Ausschreibung durchgeführt. Andere Netzbetreiber schrieben einen festgelegten Jahresfahrplan (z. T. in Lose herunter gebrochene Gesamtmenge) aus und deckten damit die größte Menge ihres Verlustenergiebedarfes ab. Gewöhnlich waren zumindest die kurzfristig auftretenden Mengenänderungen nicht Inhalt der gesetzlich geforderten Ausschreibung, weswegen die Bundesnetzagentur ein eigenes Konzept zur Ausschreibung der Verlustenergie entwickelt. Dieses Konzept soll im Rahmen einer Konsultation in 2007 den Marktakteuren vorgestellt und weiterentwickelt werden.

Im Rahmen der begonnenen Unternehmensgespräche wurde außerdem die Notwendigkeit für eine Definition der zu verwendenden Methode zur Bestimmung der Netzverluste offensichtlich. Hier wurde festgestellt, dass sich je nach betrachteter Spannungsebene und je nach technischer Ausstattung des Netzbetreibers unterschiedliche Methoden anbieten, um ein vernünftiges Kosten-Nutzen-Verhältnis bei der Bestimmung der Netzverluste zu erzielen. Die sehr individuellen Erfordernisse sollen im Rahmen weiterer Gespräche erörtert und ggf. durch eine Gutachtenvergabe vertieft werden.

2.3.2.4 Netzbilanzkreise

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind aus Transparenzgründen verpflichtet, drei Bilanzkreise (Netzbilanzkreise) zu führen: den Verlustbilanzkreis, welcher ausschließlich die Netzverluste aufnimmt (StromNZV § 10 Abs. 2), den Bilanzkreis gemäß EEG, welcher ausschließlich Energien nach EEG von Einspeisern im Netzgebiet zur Durchleitung an den Bilanzkreis für Energien nach EEG der Übertragungsnetzbetreiber aufnimmt (§ 11 StromNZV), und den Differenzbilanzkreis, welcher ausschließlich Abweichungen der Gesamtheit der Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100 000 Kilowattstunden (kWh) oder einer individuell festgelegten anderen Grenze von dem prognostizierten Verbrauch dieser Letztverbraucher (§ 12 Abs. 3 StromNZV) umfasst.

Die Verpflichtung zur Führung dieser Bilanzkreise stellt eine Neuerung im EnWG dar. Bislang konnte nicht festgestellt werden, dass ein einheitliches Verständnis zur Führung dieser Netzbilanzkreise besteht.

In einem ersten Schritt wurde der Verband der Netzbetreiber zu einem identifizierbaren Regelungsbedarf befragt. Die Antworten beschrieben jedoch mehr die aktuelle Praxis, als dass sie Lösungsansätze aufzeigten. Ausgehend von Praxisberichten konnten jedoch einige mögliche Problemfälle identifiziert werden. So ist bislang unklar, wie die Netzbilanzkreise in die bestehende Bilanzkreissystematik zu integrieren sind; hier tritt z. B. hinsichtlich Prognose und Prognoseabweichungen die Frage auf, ob Netzbilanzkreise wie gewöhnliche Bilanzkreise zu werten sind oder ob hierfür besondere Regeln gelten sollen. Des Weiteren zeigt die bisherige Praxis, dass Netzbilanzkreise i. d. R. als Unterbilanzkreise beim assoziierten Lieferanten geführt werden. Wegen der mangelnden Transparenz hinsichtlich in Anspruch genommener Ausgleichsenergie und auf Grund der Informationslage des assoziierten Vertriebes in dieser Konstellation ist es fraglich, ob diese Informationen im Hinblick auf § 9 EnWG entflechtungsrelevant sind und somit durch den Netzbetreiber vertraulich zu behandeln sind. Außerdem wurde ersichtlich, dass trotz des Zusammenspiels der Netzbilanzkreise gewisse Energiemengen, welche beim Netzbetreiber auftreten (z. B. Stromdiebstahl und nicht gemessene Anlagen), nicht in den Netzbilanzkreisen bilanziert werden können und daher diese Mengen z. B. in einem sog. Residualbilanzkreis erfasst werden könnten, um die Bilanzkreissystematik nicht zu verletzen und jede Energiemenge zu erfassen. Die Überlegungen zu den identifizierten Inhalten dauern noch an.

2.3.3 Lastprofile

2.3.3.1 Heizwärmespeichermarkt

Neben der Haushaltsstrombelieferung spielt für Letztverbraucher auch die strombetriebene Heizwärmespeicherung (bzw. Nachtspeicherheizung) für die Wärmeerzeugung eine große Rolle. Nach Schätzungen des Energieressourcen-Institut e.V. in Cottbus im Jahr 2002 umfasste der Wärmestrommarkt ca. 2,4 Millionen unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, dies sind z. B. Heizwärmespeicher oder auch Wärmepumpen. Für diese unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wurde ein Verbrauch von 22 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) geschätzt. Damit stellt dieses Marktsegment einen wirtschaftlichen interessanten Bereich dar. Es kann jedoch im Wärmestrommarkt noch nicht von einem funktionierenden Wettbewerb gesprochen werden. Die Belieferung der Heizwärmespeicherkunden erfolgt fast ausschließlich durch den im Netzgebiet etablierten Versorger (in der Regel der mit dem Netzbetreiber verbundene oder assoziierte Vertrieb) und nur in Einzelfällen durch neue Stromlieferanten.

[2] Um den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu wahren, sind in § 10 Abs. 1 Satz 2 bis 4 StromNZV die Fälle eines unangemessenen Verhältnisses zwischen Ausschreibungskosten und dem hieraus resultierenden Nutzen sowie Netzbetreiber, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, von der Ausschreibungspflicht ausgenommen.

Bereits im Zeitraum 2003/2004 hatte das Bundeskartellamt kartellrechtliche Verwaltungsverfahren gegen zwei Netzbetreiber eingeleitet. Die betroffenen Netzbetreiber wendeten bei der Netznutzung für Wärmespeicherheizungen seit Mitte 2003 temperaturabhängige Standardlastprofile an, die auf der Grundlage eines vom VDN und der Brandenburgischen TU entwikkelten Verfahrens beruhen. Mit der Verwendung dieser Lastprofile für Netznutzer wurden ein unzumutbarer Aufwand und eine Benachteiligung von neuen Stromlieferanten gegenüber etablierten Versorgern beklagt. Das Bundeskartellamt sah keine Befugnisse, bundesweit einheitliche und diskriminierungsfreie Netznutzungsbedingungen durchzusetzen. Die Thematik wurde im Jahr 2005 an die Bundesnetzagentur übergeben.

Seitens der Bundesnetzagentur wurde daraufhin Kontakt mit betroffenen Stromlieferanten, verschiedenen Netzbetreibern sowie den betroffenen Wirtschaftsverbänden aufgenommen. Hierbei wurde deutlich, dass die Belieferung und Abwicklungen von Wärmespeicherkunden durch die komplexen temperaturabhängigen Standardlastprofile einen wesentlichen Hinderungsgrund für die Etablierung von Wettbewerb darstellen.

Die Gespräche zur Vereinfachung des bestehenden Standardlastprofilverfahrens mit dem Ziel eines funktionierenden Wettbewerbs in diesem Marktsegment verliefen jedoch ergebnislos. Daraufhin hat die Bundesnetzagentur eine Gutachtenausschreibung vorbereitet, die zum Ziel hat, das derzeit verwendete Standardlastprofilverfahren angemessen zu vereinfachen, damit auch im Marktsegment der Wärmespeicherkunden ein funktionierender Wettbewerb geschaffen wird. Mit ersten Ergebnissen wird noch im Jahr 2007 gerechnet.

2.3.3.2 Mittelspannungsanschluss und Jahresverbrauch unter 100 000 kWh

Die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher erfolgt im Regelfall durch die viertelstündliche Erfassung von Leistungswerten mittels einer registrierenden Lastgangmessung. § 12 Abs. 1 Satz 1 StromNZV sieht für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von bis zu 100 000 kWh Vereinfachungsmöglichkeiten vor, um den Verbrauch des Kunden, den Abwicklungsaufwand des Netzbetreibers und damit die Kosten in ein angemessenes und wirtschaftliches Verhältnis zu setzen (vgl. Bundesratsdrucksache 244/05, S. 25). Bei diesen Kunden soll eine registrierende Lastgangzählung nicht zum Einsatz kommen, stattdessen soll die Belieferung mittels Standardlastprofilen durchgeführt werden. Die Regelung des § 12 Abs. 1 S. 1 StromNZV sieht keine Einschränkung für bestimmte Netzebenen vor. Demzufolge ist diese Regelung grundsätzlich auch für Netzanschlüsse oberhalb der Niederspannung anzuwenden.

2.3.4 Lieferantenwechsel und Geschäftsprozesse

Die Bundesnetzagentur hat durch die Festlegung verbindlicher Marktregeln für Netzbetreiber und Lieferanten die Voraussetzungen für einen diskriminierungsfreien Netzzugang aller Netznutzer geschaffen. Zu diesem Zwecke wurden mit dem Beschluss BK6-06-009 vom 11. Juli 2006 erstmals im deutschen Strommarkt einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität festgelegt.

Nach einem äußerst umfangreichen und teilweise kontroversen Konsultationsverfahren macht der Beschluss elektronisch automatisierbare Geschäftsprozesse, die bei der Belieferung von Kunden mit Strom anfallen (vor allem Lieferantenwechsel und Ein- und Auszüge) und über deren Erforderlichkeit am Markt weitgehend Einigkeit besteht, rechtsverbindlich und trifft eine Entscheidung für ein zum elektronischen Datenaustausch erforderliches, bundeseinheitliches Datenformat (Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport – EDIFACT) und die dazugehörenden Nachrichtentypen. Auf Grund der bei vielen Netzbetreibern vorzunehmenden EDV-Umstellungen hat die Bundesnetzagentur eine entsprechende Umsetzungsfrist für die nunmehr auch elektronisch abzuwickelnde Netznutzungsabrechnung eingeräumt. Darüber hinaus eröffnet die Bundesnetzagentur den Unternehmen die Möglichkeit, neben den standardisierten Geschäftsprozessen und Datenformaten abweichende Regelungen zu treffen. Auf diese Weise können verbundene Unternehmen ihre internen Sonderlösungen dauerhaft beibehalten, sofern sie anderen Lieferanten gleiche Zugriffsrechte auf den Datenbestand gewähren. Erfolgt eine solche Gleichstellung nicht, dürfen Sonderlösungen für einen mit dem Netzbetreiber verbundenen Vertrieb unter bestimmten Auflagen längstens bis zum 1. Oktober 2009 beibehalten werden.

Die Festlegung BK6-06-009 vom 11. Juli 2006 zu einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten ist im Markt grundsätzlich sehr begrüßt worden. Von etwa 900 betroffenen Netzbetreibern haben nur 39 Unternehmen zum Teil wortgleiche Beschwerden gegen den Beschluss eingelegt. Diese wurden, soweit bereits entschieden, vom Oberlandesgericht Düsseldorf zurückgewiesen.

2.3.5 Zähl- und Messwesen

2.3.5.1 Marktöffnung

Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesen nach § 21b EnWG eröffnet dem Anschlussnehmer die Möglichkeit, seinen Messstellenbetreiber im Hinblick auf Einbau, Betrieb und Wartung des Zählers frei zu wählen und führt damit einen neuen Marktakteur (den Messstellenbetreiber) ein. Vornehmlich von Seiten der potentiellen Messstellenbetreiber erreichte die Bundesnetzagentur Beschwerden, dass die vom Netzbetreiber zu setzenden Anforderungen an einen dritten Messstellenbetreiber zu restriktiv seien und einen Markteintritt erschwerten. In diesem Zusammenhang wurden mit den potentiellen Messstellenbetreibern Einzelgespräche geführt, um ein besseres Verständnis für die technischen Details und den von den Netzbetreibern aufgestellten Anforderungen zu erlangen. Im Hinblick auf die eingegangenen Beschwerden musste allerdings konstatiert werden, dass die verbandsseitig entwickelten Dokumente das Hindernis der

restriktiven Anforderungen durch die Netzbetreiber nur begrenzt adressierten und daher für eine einheitliche Lösung bzgl. der Anforderungen nur sehr bedingt hilfreich sind.

Im Rahmen der Untersuchung der Bundesnetzagentur wurde erkenntlich, dass es für einen Markteintritt potenzieller Messstellenbetreiber auch notwendig ist, das Entgelt „Messung“ durch die Netzbetreiber in ein Entgelt für Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtung und ein Entgelt für die Messung zu unterteilen. Nur so ist es für den Anschlussnehmer möglich einen Preisvergleich zwischen seinem bisherigen Messstellenbetreiber (dem Netzbetreiber) und dem in den Markt eintretenden Messstellenbetreiber anzustellen.

Bezüglich der stark uneinheitlichen und vermeintlich restriktiven Anforderungen durch die Netzbetreiber an die potentiellen Messstellenbetreiber hat sich die Bundesnetzagentur sodann mit den verbandsseitig entwickelten „Muster für einen Messstellenbetreiberrahmenvertrag“ auseinander gesetzt. In der Gesamtschau entsprach der „Messstellenbetreiberrahmenvertrag“ eher einer Formulierungshilfe für die Netzbetreiber, denn einem geschlossenen, einheitlichen Werk.

Weiter wurde festgestellt, dass die Definition von technischen (Mindest-) Anforderungen in einem Rahmenvertrag, welcher über alle Netzebenen hinweg fungiert, eher negativ zu bewerten ist, da die von den potentiellen Messstellenbetreibern berichteten geeigneten Mindestanforderungen erheblich abweichen, je nachdem, welche Netzebene betrachtet wird.

2.3.5.2 Anschlusskonfiguration

Für die durch das Energiewirtschaftsgesetz gebotene Gewährleistung eines effizienten Netzzugangs für Entnahmekunden und Einspeiser ist insbesondere auch die Anschlusskonfiguration am jeweiligen Anschlusspunkt von erheblicher Bedeutung. Dies betrifft einerseits die Frage der Anzahl und Anordnung von Zählpunkten zur Erfassung des Kundenverbrauchs, andererseits auch die dort anzuwendende Messmethode (Arbeitszählung oder registrierende Leistungsmessung).

So hatte die Bundesnetzagentur im März 2007 im Rahmen eines besonderen Missbrauchsverfahrens gem. § 31 EnWG die Frage zu entscheiden, ob eine aus Mietern eines Mehrfamilienwohnhauses bestehende Gesellschaft bürgerlichen Rechts vom Netzbetreiber verlangen kann, dass die Gesellschaft in ihrer Gesamtheit durch den Netzbetreiber nur noch über einen gemeinsamen Summenzähler unter gleichzeitigem Wegfall der wohnungsindividuellen Zähler abgerechnet wird.

Hintergrund der Streitigkeit war das Vorhaben der Mieter, ein Blockheizkraftwerk im Wohnhaus dergestalt zu betreiben, dass der damit erzeugte Strom unmittelbar durch die Bewohner hausintern verbraucht werden kann, zugleich nur bei Überschusserzeugung eine Einspeisung über den Summenzähler in das öffentliche Netz stattfindet und bei zeitweiliger Unterdeckung ein Zusatzstrom aus dem öffentlichen Netz entnommen werden muss. Die Bundesnetzagentur hat im Beschlussverfahren im Sinne der Mieter entschieden. Aus Gesetz und Verordnungen sind in deutlichem Maße Anhaltspunkte dafür zu entnehmen, dass ein unmittelbarer Verbrauch selbst erzeugten Stroms ohne gleichzeitige komplette bilanzielle Durchleitung durch das öffentliche Netz erwünscht ist. Eine weiterhin wohnungsindividuelle Messmethode hätte das Verbrauchsmodell hingegen unwirtschaftlich gemacht und dem Grundsatz eines effizienten Netzzugangs widersprochen. Unzumutbarkeitseinwände des Netzbetreibers – begründet mit der pauschalen Befürchtung eines großflächigen Wegfalls von Netzentgelten – griffen hiergegen nicht durch. Die Beschlussbegründung stellt klar, dass eine Anschlusskonfiguration mit Summenzähler zur gemeinsamen Abrechnung mehrerer Verbraucher und ohne Eigenerzeugung einer anderweitigen Beurteilung unterfallen dürfte.

2.3.5.3 Kosten für Zählerfernauslesung

An die Bundesnetzagentur wurde die Fragestellung herangetragen, ob die bei einer über das Telefonnetz fernauslesbaren Lastgangmessung notwendige Telefonanschlusseinheit (TAE) durch den Netzbetreiber oder den Netzanschlussnehmer zur Verfügung gestellt werden sollte. Diese Fragestellung wurde insbesondere im Hinblick auf einen möglichen dritten Messstellenbetreiber erörtert. Es wurde eine Position, die sowohl Netzzugangsfragen als auch die Sicht auf die Netzentgelte berücksichtigt, erarbeitet und mit den Landesregulierungsbehörden abgestimmt. In dieser Sache vertritt die Bundesnetzagentur die Position, dass:

1. gemäß § 19 Abs. 1 Satz 1 StromNZV der Messstellenbetreiber „dafür Sorge zu tragen hat, dass eine einwandfreie Messung der Elektrizität sowie die Datenübertragung gewährleistet sind“. Unter dem „Messstellenbetreiber“ ist entweder der vom Anschlussnehmer nach § 21b Abs. 2 Satz 1 EnWG für die Ausführung der Tätigkeiten Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtung ausgewählte Dritte oder, falls ein solcher nicht beauftragt wurde, der Netzbetreiber selbst zu verstehen. Aus der Zuständigkeitszuweisung an den Messstellenbetreiber bzw. Netzbetreiber in Bezug auf die Gewährleistung der Datenübertragung ist zu entnehmen, dass diese neben der Messeinrichtung selbst auch für die Bereitstellung derjenigen Infrastruktur verantwortlich sind, die für die Übertragung der ermittelten Verbrauchsdaten (Lastgangdaten) von der jeweiligen Abnahmestelle zur Zählerfernauslesestelle (ZFA) des Netzbetreibers benötigt werden.

2. Zur Infrastruktur nach diesem Verständnis zählt auch eine für die Datenübertragung benötigte Telekommunikationsverbindung, sei dies ein analoger oder digitaler durchwahlfähiger Telefonanschluss oder eine sonstige Übertragungsmöglichkeit (z. B. Global System for Mobile Communications (GSM), Wireless Local Area Network (WLAN), etc.). Sofern ein Messstellenbetreiber oder Netzbetreiber an einer Entnahmestelle eine Messeinrichtung verwendet, die eine solche Tele-

kommunikationsverbindung voraussetzt, ist es primär Aufgabe des Messstellenbetreibers, auch die Installation eines solchen Kommunikationsweges herbeizuführen und für dessen ständige Bereitschaft zu sorgen.

3. Die für die erstmalige Installation einer solchen Telekommunikationsverbindung anfallenden Einrichtungskosten sowie die für die ständige Bereithaltung einer solchen Übertragungsmöglichkeit entstehenden monatlichen Grundentgelte fließen als Kostenblock „TK-Leitung“ in die Kalkulation der Messentgelte im Sinne des § 17 Abs. 7 Satz 1 StromNEV ein.

4. Dem Anschlussnehmer ist zu gestatten, auf Wunsch selbst für die einmalige Einrichtung der Telekommunikationsverbindung und/oder die ständige Bereitstellung derselben (monatliche Grundgebühren etc.) zu sorgen. In diesem Fall ist ein entsprechender Abschlag auf das Messentgelt vorzunehmen.

Diese Rechtsauffassung weicht von der im MeteringCode 2006 vom VDN vertretenen Meinung ab, wonach der Netznutzer dauerhaft und kostenfrei einen durchwahl- und datenfähigen, analogen Telekommunikations-Endgeräteanschluss in unmittelbarer Nähe der Messstelle bereitzuhalten hat. Jedoch ist die bewusste Abkehr von dieser Regelung aus Gründen der systematischen Zuordnung von Leistungspflichten gerechtfertigt und dient der Herstellung einer Vergleichbarkeit mit Preisen alternativer Messdienstleister.

2.3.5.4 Kosten für die Übermittlung der Lastgangdaten an Lieferanten

In dem durch das OLG Düsseldorf bestätigten Beschluss „Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (BK6-06-009) wird der Netzbetreiber zur werktäglichen Übermittlung von Zählwerten an die Netznutzer verpflichtet (4.5.4 des Beschlusses sowie 5.1 der zugehörigen Anlage). Netzbetreiber haben danach

– bei Entnahmestellen mit registrierender Lastgangmessung die jeweiligen Lastgangdaten und

– bei Kunden, die im analytischen Lastprofilverfahren beliefert werden, die händlerscharfe Restganglinie

werktäglich an den Netznutzer zu übermitteln.

An die Bundesnetzagentur gerichtete Anfragen bezogen sich im Zusammenhang mit dem Beschluss auf die Geltendmachung eines gesonderten Entgelts durch einige Netzbetreiber für die Übermittlung dieser Daten an weitere Beteiligte. In der Folge hat sich die Bundesnetzagentur der Thematik angenommen und interne Leitlinien erarbeitet, die mit den Landesregulierungsbehörden abgestimmt wurden.

Die vom jeweiligen Netzbetreiber mittels Messung erhobenen Lastgangdaten werden nach der durch EnWG und Verordnungen vorgegebenen Systematik fallabhängig von mehreren Beteiligten zum Zweck der Netznutzungs-, Strombezugs- und Bilanzkreisabrechnung benötigt. Dies können je nach Konstellation sein:

– der Lieferant als Netznutzer,

– der Netznutzer (falls nicht identisch mit dem Lieferanten),

– der Bilanzkreisverantwortliche (falls nicht identisch mit dem Lieferanten),

– der Übertragungsnetzbetreiber.

Da für die genannten Beteiligten die Kenntnis der Lastgangdaten unabdingbar ist, um den gesetzlichen Vorgaben in Bezug auf die – je nach Marktrolle – sich ergebenden Abrechnungspflichten nachzukommen, müssen die Herausgabe und die elektronische Übermittlung dieser Daten an diese Beteiligten zum Pflichtenkatalog des Netzbetreibers gezählt werden. Diese Dienstleistungen sind mit den durch die Netznutzer an den Netzbetreiber zu entrichtenden Netzentgelten abgegolten.

Die Geltendmachung einer Zusatzvergütung durch den Netzbetreiber für die Übermittlung von Lastgangdaten kommt nur dann in Betracht, wenn die Übermittlung an Dritte erfolgt, die nicht in oben skizzierter Weise an der Netznutzungs-, Strombezugs- oder Bilanzkreisabrechnung beteiligt sind. Hierunter fällt etwa die Übermittlung historischer Lastgangdaten an Drittlieferanten, die im Auftrag des Strombezugskunden Daten anfragen, um auf dieser Basis ein Angebot für diesen zu erstellen.

Für die Vornahme einer solchen Datenübermittlung an Dritte darf der Netzbetreiber allenfalls ein Entgelt verlangen, welches aus dem zusätzlich für ihn entstehenden Aufwand resultiert. Da die Lastgangdaten dem Netzbetreiber bereits für die oben geschilderten Zwecke vorliegen, kommt im Rahmen der Zusatzvergütung nur ein Entgelt in Betracht, welches den nachzuweisenden reinen Übermittlungskosten entspricht, die dem Netzbetreiber auf Grund der Datenübertragung entstehen.

2.3.6 Veröffentlichungspflichten

An verschiedenen Stellen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), in der Stromnetzzugangs- (StromNZV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) sowie der EG-Stromhandelsverordnung (EG-VO Nr. 1228/2003) finden sich Verpflichtungen, die sich an die Betreiber von Übertragungs- bzw. Verteilernetzen richten und zur Veröffentlichung bestimmter Daten über das jeweilige Netz, den Betreiber und geltende Vertragsbedingungen auffordern.

Die Vorschriften tragen der Transparenzerfordernis und damit dem Grundgedanken Rechnung, dass für die Entwicklung eines funktionierenden Wettbewerbs potentielle Netznutzer auch auf die Kenntnis diverser Schlüsselinformationen über das Netz angewiesen sind, die typischerweise nur dem jeweiligen Betreiber selbst im Detail bekannt sind. Zahlreiche Veröffentlichungspflichten dienen auch der Gewährleistung eines umfassenden Verbraucherschutzes.

Einen Überblick über den Umsetzungsstand in Bezug auf die bestehenden Veröffentlichungspflichten hat sich die

Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoringberichts 2006 verschafft. Danach wurden im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber die gesetzlich geforderten Angaben einer Veröffentlichung im Internet weitgehend umgesetzt. In Details waren jedoch noch einige Lücken zu verzeichnen, so etwa bei der Veröffentlichung von Musterverträgen oder der Datenaktualität bei der Veröffentlichung des viertelstündigen Regelzonensaldos. In Bezug auf die Verteilernetzbetreiber ergab das Monitoring, dass im Jahr 2006 noch erhebliche Lücken in Bezug auf die grundsätzliche Umsetzung der Veröffentlichungspflichten, die bereitgestellte Datenqualität sowie die Auffindbarkeit der Daten im Internet bestanden. Bei einigen Veröffentlichungspflichten lag der Anteil derjenigen Unternehmen, die auf Anfrage gar keinen Internet-Link zum Abruf relevanter Informationen genannt haben, bei 50 bis 60 Prozent.

Weitergehende Auswertungen zahlreicher Internetauftritte von Stromverteilernetzbetreibern haben ergeben, dass viele Unternehmen ihren Veröffentlichungspflichten nur unvollständig nachkommen oder dass veröffentlichte Informationen teilweise nur schwer zu finden sind, da diese sehr versteckt im jeweiligen Internetauftritt platziert sind. Darüber hinaus wird potentiellen Netznutzern ein Vergleich der veröffentlichten Daten verschiedener Netzbetreiber dadurch erschwert, dass verfügbare Angaben in unterschiedlicher inhaltlicher Sortierung, in verschiedenen Datenformaten, mit ungleichen Einheiten oder in unterschiedlicher Genauigkeit veröffentlicht werden.

Die Bundesnetzagentur hat daher im Juli alle Verteilernetzbetreiber, für die die Bundesnetzagentur originär oder im Wege der Organleihe zuständig ist, ausführlich auf ihre Veröffentlichungspflichten hingewiesen. Gleichzeitig erhielten auch die Verbände VDEW, VDN, VKU, bne und EFET Deutschland die Auflistung aller Veröffentlichungspflichten mit der Bitte, ihre Mitglieder hierauf in ihren jeweiligen Verbandsmitteilungen aufmerksam zu machen. Die Bundesnetzagentur hat zudem eine Handlungsempfehlung der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder erarbeitet, die zur Vereinheitlichung der Datenformate und der Veröffentlichungspraxis beitragen soll. Diese Handlungsempfehlung wurde entsprechend veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur wird die Einhaltung der Veröffentlichungspflichten in regelmäßigen Zeitabständen überwachen.

2.3.7 Engpassmanagement

Entsprechend den Vorgaben des § 15 StromNZV haben die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern, die auch die Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen einschließen können. Außerdem sind Engpässe, die sich mit solchen Maßnahmen nicht vermeiden lassen, von den Übertragungsnetzbetreibern nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften.

Die Bundesnetzagentur hat am 18. Oktober 2006 unter dem Aktenzeichen BK6-06-074 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren zur Klärung von Grundsatzfragen bei der Bewirtschaftung eventueller künftiger innerdeutscher Netzengpässe eingeleitet, wobei es insbesondere um die grundsätzliche Wahl eines geeigneten Bewirtschaftungsverfahrens und um das Verhältnis von Neuanlagen zu so genannten Bestandkraftwerken im Rahmen einer solchen Bewirtschaftung geht. Von der Möglichkeit, hierzu bis zum 6. Dezember 2006 Stellung zu nehmen, haben 20 Interessenten Gebrauch gemacht.

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur am 27. April 2007 einen Gutachtenauftrag an das Konsortium Consentec/Frontier Economics vergeben, das Fragen einer Einführung eines innerdeutschen Engpassmanagementverfahrens untersuchen soll. Insofern stehen zum Beispiel die Abgrenzung vorübergehender und struktureller Engpässe, die mögliche Einrichtung von Preiszonen und deren praktische Umsetzung zur Untersuchung an. Die Ergebnisse des Gutachtens werden im Rahmen des oben genannten Festlegungsverfahrens Berücksichtigung finden.

2.3.8 Lieferantenrahmen- und Netznutzungsverträge

Netznutzungsverträge gestalten gemäß § 20 Abs. 1a EnWG das Recht auf Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen aus und vermitteln den Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz. Sie existieren in den Varianten „Lieferantenrahmenvertrag“ (all-inclusive-Belieferung) und „Netznutzungsvertrag“. Den Netznutzungsvertrag schließt der Letztverbraucher mit dem Netzbetreiber ab, wenn er selbst Netznutzer sein möchte, um seinen Stromeinkauf frei gestalten zu können.

Nach § 115 EnWG sind die Verträge über den Netzzugang auf Wunsch einer Vertragspartei an die Vorschriften des am 13. Juli 2005 in Kraft getretenen EnWG und der hierzu erlassenen Rechtsverordnungen anzupassen. Im Zuge der Neugestaltung der Vertragstexte durch die Verteilernetzbetreiber wandten sich verschiedene Stromlieferanten an die Bundesnetzagentur und trugen vor, dass die ca. 900 Verteilernetzbetreiber ihre Lieferantenrahmenverträge mehrheitlich selbst verhandelten. Zwar schälten sich einige Musterverträge heraus, die eine mehr oder minder verbreitete Anwendung fänden. Diese ließen aber in vielen Punkten Wahlmöglichkeiten hinsichtlich der Regelung eines Sachverhaltes, so dass insbesondere bundesweit tätigen Lieferanten den Lieferanten bis zu 400 verschiedene Vertragsangebote vorlägen. Die Einzelprüfung jedes Vertrages bedeute für die Lieferanten einen enormen zeitlichen Aufwand, der mit erheblichen administrativen Kosten verbunden sei.

Des Weiteren vertraten die Lieferanten die Ansicht, die ihnen von Netzbetreibern vorgelegten Vertragsentwürfe entsprächen in vielen Punkten nicht den Vorgaben der neuen Gesetzes- und Verordnungslage. Ebenfalls seien zivilrechtliche, kaufmännische und energiewirtschaftlich etablierte Grundsätze verletzt. Insoweit seien sie in ihrer wettbewerblichen Tätigkeit behindert bzw. benachteiligt.

Zum Zwecke einer vereinheitlichten Ausgestaltung solcher Vertragsregelungen, die für einen funktionierenden Wettbewerb von erheblichem Gewicht sind und zwischen den Marktbeteiligten besonders streitig diskutiert werden, hat die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren zu den Inhalten der Lieferantenrahmenverträge eröffnet.

Nach eingehender Prüfung der verschiedenen am Markt verwendeten Verträge und zahlreichen Gesprächen mit den Marktteilnehmern wird die Vereinheitlichung folgender Punkte angestrebt:

– Voraussetzungen für die Belieferung von Entnahmestellen mit Elektrizität durch den Lieferanten

– Unterbrechung der Anschlussnutzung im Auftrag des Lieferanten (Stromsperre)

– Anwendung von Lastprofilverfahren

– Eintritt der Fälligkeit von Forderungen, des Eintritts des Verzugs sowie der Berechtigung zur Zahlungsverweigerung und der Aufrechnung

– Voraussetzungen für die Erhebung einer Sicherheitsleistung in begründeten Fällen

– Laufzeit und Kündigung

Auf einen ersten zur Konsultation durch die Marktteilnehmer gestellten Festlegungsentwurf hat die Bundesnetzagentur über 200 verschiedene Änderungsvorschläge erhalten, die sich derzeit in der Prüfung befinden.

2.4 Grenzüberschreitender Stromhandel

2.4.1 Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

Die Verordnung (EG) 1228/2003 schreibt vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber für die Kosten, die durch grenzüberschreitende Flüsse entstehen, einen Ausgleich erhalten. Artikel 3 der Verordnung (EG) 1228/2003 legt die Grundsätze dieses Ausgleichsmechanismus fest. Dabei ist der Ausgleich von den Übertragungsnetzbetreibern zu leisten, aus deren Netze die grenzüberschreitenden Flüsse stammen bzw. in deren Netze sie enden. Gemäß Artikel 8 Verordnung (EG) 1228/2003 kann die Europäische Kommission Leitlinien hinsichtlich des Ausgleichmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des sog. Komitologieverfahrens erlassen. Hierbei handelt es sich um ein vereinfachtes Verfahren für technische Umsetzungsentscheidungen, deren zügige Umsetzung gewährleistet werden muss. Die Kommission hatte die European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG) beauftragt, die Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus zu erstellen. Um die möglichen Verfahren näher zu erläutern, wurde ein Gutachterkonsortium bestehend aus Frontier Economics und Consentec beauftragt, die vorliegenden möglichen Methoden zu analysieren. Aufbauend auf dem Gutachten wurden die verschiedenen Ansätze innerhalb ERGEGs mit der EU-Kommission und auch mit den Übertragungsnetzbetreibern diskutiert. Im Laufe des Jahres 2006 präsentierte der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (European Transmission System Operators – ETSO) ein zusätzliches Modell für den zukünftigen Ausgleichsmechanismus. Im Oktober 2006 sah sich ERGEG gezwungen, die Kommission dahingehend zu informieren, dass es nicht möglich sei, einen formellen Rat ERGEGs an die Kommission bezüglich der Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus zu richten. Unabhängig hiervon wurde jedoch an anderer Stelle an dem System weiter gearbeitet. So wurde zur Analyse der Kostenbasis für den zukünftigen Mechanismus ein weiteres Gutachten beauftragt. Zum jetzigen Zeitpunkt ist davon auszugehen, dass die Kommission im Sommer 2007 einen Leitlinienentwurf für das Komitologieverfahren vorlegen wird.

2.4.2 Tarifsystem

In Artikel 4 der Verordnung (EG) 1228/2003 sind die Grundsätze für die Netzzugangsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber geregelt. Analog zum Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern kann die Kommission auch hinsichtlich der zu Grunde liegenden Grundsätze für die Festlegung der nach den nationalen Tarifsystemen von Erzeugern und Verbrauchern zu zahlenden Entgelte, einschließlich der Einbeziehung des Ausgleichsmechanismus zwischen den Übertragungsnetzbetreibern Leitlinien festlegen. Durch die vorgeschriebene Einbeziehung des Ausgleichsmechanismus in die Tarifsysteme bedingt sich die Abhängigkeit dieser Leitlinien von den Leitlinien zum Ausgleichsmechanismus. Dies führt dazu, dass die aufgetretenen Verzögerungen bei ersteren auch die Einführung der Letztgenannten verhindern. Allerdings ist hier ERGEG den von der EU-Kommission vorgebrachten Wunsch nach Beratung und Vorlage eines Entwurfs nachgekommen. Der derzeitige Leitlinienentwurf enthält Vorschläge für die Harmonisierung der Netzentgelte für Erzeuger. Danach ist für Deutschland sowie alle weiteren Mitgliedstaaten mit Ausnahme der skandinavischen Teile des Nordel-Netzes, des britischen Netzes und der Netze in der Republik Irland und Nordirlands eine G-Komponente in der Spanne von 0 bis 0,5 Euro pro Megawattstunde (Euro/MWh) vorgesehen. Sofern diese Regelung in Kraft tritt, ist damit auch Widerspruchsfreiheit zu § 15 Stromnetzentgeltverordnung gewährleistet, der auf nationaler Ebene keine Entgelte für die Einspeisung elektrischer Energie vorsieht.

2.4.3 Engpassmanagement

Die Bundesnetzagentur nimmt gemäß § 56 Satz 1 EnWG die in der Verordnung (EG) 1228/2003 (Stromhandelsverordnung) den Regulierungsbehörden der Mitgliedsstaaten übertragenen Aufgaben wahr. Nach Artikel 9 dieser Verordnung sorgen die Regulierungsbehörden für die Einhaltung der genannten Verordnung und der gemäß Artikel 8 festgelegten Leitlinien. Solche Leitlinien sind mit den sog. Engpassmanagement-Leitlinien im Dezember 2006 in Kraft getreten.

Gemäß Artikel 6 Abs. 1 der VO (EG) 1228/2003 wird Netzengpässen mit nicht-diskriminierenden Lösungen begegnet. Einzelheiten zum Engpassmanagement sind in den angesprochenen Leitlinien enthalten, auf die nachstehend weiter eingegangen wird.

An allen deutschen Außengrenzen werden nichtdiskriminierende Verfahren angewendet.[3]

[3] Die Grenze Deutschland-Österreich ist nicht engpassbehaftet, und an der Grenze zur Schweiz als Nicht-EU-Mitglied werden noch Reservierungen von Übertragungskapazität für langfristige Verträge angewandt.

2.4.3.1 Koordinierung

Nach Punkt 3 der Engpassmanagement-Leitlinien sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, spätestens zum 1. Januar 2007 zwischen den Ländern in den dort definierten Regionen eine gemeinsame, koordinierte Methode für das Engpassmanagement anzuwenden. Zu den dort definierten Regionen gehören die vier für Deutschland relevanten Regionen Zentralwesteuropa (Central Western Europe – CWE) (d. h. Benelux, Deutschland und Frankreich), Nordeuropa (Northern Europe – NE) (d. h. Dänemark, Schweden, Finnland, Deutschland und Polen), Zentralosteuropa (Central Eastern Europe – CEE) (d. h. Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Österreich und Slowenien) und die Region der Nordgrenzen Italiens (d. h. Italien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien und Griechenland – auch Zentralsüdeuropa (Central South Europe – CSE) genannt).

Die Umsetzung dieser Verpflichtung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird von der Bundesnetzagentur überwacht. An allen deutschen Außengrenzen erfolgt zumindest ein bilateral koordiniertes Engpassmanagement. In den Regionen CEE, CWE und NE ist darüber hinaus – in jeweils unterschiedlichem Umfang – eine regionale Koordination der Verfahren zur Kapazitätsallokation erreicht worden. Bezüglich der Region CSE muss bemerkt werden, dass Deutschland bislang keine engpassbehaftete Grenze zu dieser Region hat, da von und nach Österreich kein Engpass besteht und die Schweiz als Nicht-EU-Mitglied auch nicht Mitglied der Region ist.

2.4.3.2 Transparenz

Punkt 5 der Engpassmanagement-Leitlinien enthält umfangreiche Vorgaben zur Transparenz im Stromgroßhandelsmarkt. Insbesondere die Punkte 5.5 bis 5.8 verpflichten die Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung aller relevanten Daten, die den grenzüberschreitenden Handel betreffen. Diese Verpflichtung betrifft Daten zu den Übertragungskapazitäten, Daten zur Last sowie zum Regelenergiemarkt. Auch Daten zur Erzeugung müssen von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht werden.

Das Thema Transparenz ist bisher in den Regionen CWE, NE und CEE aufgegriffen worden. Zur Harmonisierung der Transparenz (regional, aber auch interregional) hat die Bundesnetzagentur in der Region NE einen Transparenz-Bericht erstellt, der spezifische Definitionen zu den Informationen nach Punkt 5.5 bis 5.8 der Engpassmanagement-Leitlinien vorschlägt. Dieser Bericht ist mit den Regulierern der Region abgestimmt und unter den Marktteilnehmern konsultiert worden. Ziel ist die Umsetzung der Engpassmanagement-Leitlinien mit dem 1. Januar 2008. Auch in den Regionen CEE und CWE wird von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen, diesen Bericht als Grundlage für das weitere Vorgehen verwenden.

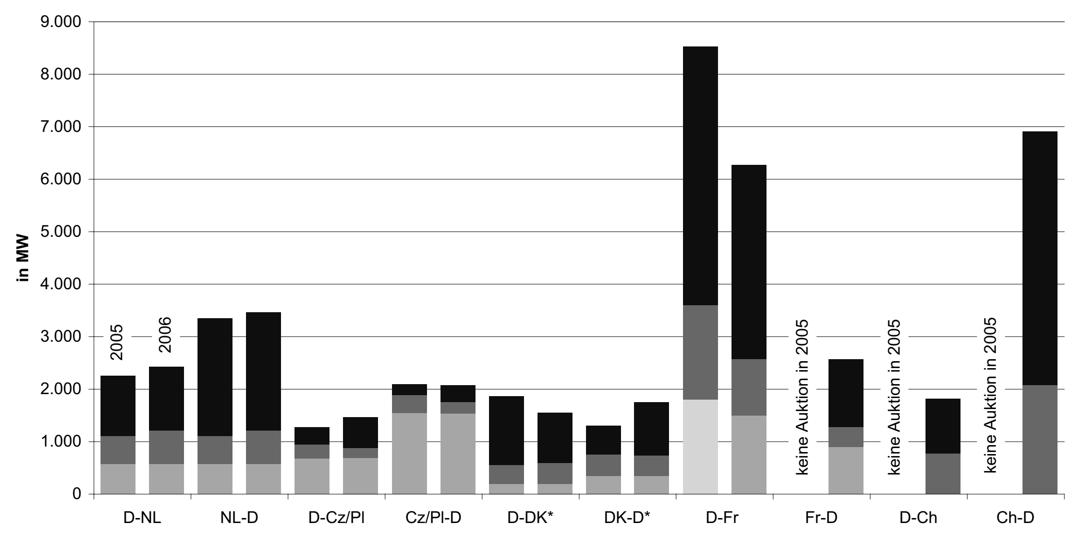
2.4.3.3 Auktionen

In ihrem Punkt 2 verlangen die Engpassmanagement-Leitlinien, dass die Kapazitätsvergabe beim grenzüberschreitenden Handel nur durch explizite oder implizite Auktionen vergeben werden. Auch diese Vorgabe wird gemäß § 56 EnWG iVm Artikel 9 VO (EG) 1228/2003 von der Bundesnetzagentur überwacht.

An den deutschen engpassbehafteten Außengrenzen werden grundsätzlich die Kapazitäten durch explizite Auktionen vergeben. Die Grenze zu Dänemark über die Verbindungsleitung Kontek ist über eine implizite Auktion mit dem skandinavischen Markt (NordPool) verbunden. Die in den Jahren 2005 und 2006 auf Basis der Monitoringabfragen durchschnittlich je Auktion vergebenen Kapazitäten werden in folgender Abbildung dargestellt.

Abbildung 3





Außerdem wurde auch die Einhaltung der Vorgaben des Artikel 6 der Verordnung (EG) 1228/2003 zum Engpassmanagement überwacht. Dazu wurden die Auktionsregeln an den Grenzen zur Schweiz, nach Frankreich und in die Region CEE in den Jahren 2005 und 2006 rechtlich geprüft. In 2005 führte die Bundesnetzagentur außerdem jeweils auch eine Konsultation der Auktionsregeln unter den Marktteilnehmern durch, bevor diese in Kraft getreten sind.

Die Bundesnetzagentur nahm auch ihre Aufgabe wahr, die Verwendung der Einnahmen aus den Kapazitätsallokationen gemäß Artikel 6 Abs. 6 der Verordnung (EG) 1228/2003 zu überprüfen. Dies erfolgte im Rahmen der Entgeltgenehmigungen. Außerdem wurden dazu auch Erhebungen zum Benchmarkingbericht bzw. zum Monitoringbericht gemacht.

Schließlich wird die Bundesnetzagentur fristgerecht in 2007 einen Jahresbericht zur Verwendung der Engpassmanagementerlöse veröffentlichen, wie er von Punkt 6.5 der Engpassmanagement-Leitlinien gefordert wird.

2.4.4 Artikel 5 EG-Verordnung 1228/2003

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 56 EnWG i. V. m. Artikel 5 Abs. 3 VO 1228/2003 die Verpflichtung, allgemeine Modelle für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und die Sicherheitsmarge zu genehmigen.

In 2006 lag dazu nur ein Antrag von der Vattenfall Europe Transmission GmbH vor. Das dort verwendete Modell wurde von der Bundesnetzagentur in 2006 genehmigt.

2.5 EEG

Die Bundesnetzagentur hat mit Inkrafttreten des geänderten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 7. November 2006 auch in diesem Bereich Vollzugsaufgaben erhalten. Gemäß § 19a Abs. 1 EEG hat die Bundesnetzagentur zu überwachen, dass:

– den Elektrizitiätsversorgungsunternehmen nur die nach § 5 Abs. 2 EEG gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden,

– Daten nach § 15 Abs. 2 EEG veröffentlicht sowie nach § 14a Abs. 8 EEG vorgelegt werden und

– Dritten nur die tatsächlichen Differenzkosten nach § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG angezeigt werden.

Der Vollzug dieser Aufgaben bedeutet insbesondere, dass die Bundesnetzagentur den so genannten Wälzungsmechanismus, d. h. den bundesweiten Ausgleich, überwachen muss. Das EEG sieht eine Förderung von Energieerzeugungsanlagen bestimmter Energiequellen (Wind, Wasser, Sonne etc.) vor. Die finanzielle Förderung dieser Anlagenbetreiber wird durch eine gesetzliche Abnahme- und Vergütungsverpflichtung (in Form einer Mindestvergütung) der Netzbetreiber erreicht. Der Wälzungsmechanismus stellt sicher, dass der abnahme- und vergütungspflichtige Netzbetreiber nicht einseitig belastet wird. Daher ist ein bundesweiter Ausgleich vorzunehmen, infolgedessen die vom Netzbetreiber abgenommenen Strommengen an die Übertragungsnetzbetreiber weitergewälzt werden, die diese zu vergüten haben. Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen untereinander die abgenommenen Strommengen und die hierfür geleisteten Vergütungszahlungen anteilig aus. Zuletzt verteilen die Übertragungsnetzbetreiber die Strommengen auf alle Letztverbraucher versorgende Stromlieferanten anteilig, die diese wiederum abnehmen und vergüten müssen.

Damit die Bundesnetzagentur den Wälzungsmechanismus und die Verpflichtung dieser Netzbetreiber und Stromlieferanten überwachen kann, sind Stromlieferanten und Netzbetreiber zu einer regelmäßigen Übermittlung von Daten verpflichtet. Im Rahmen dieser Datenübermittlung hat die Bundesnetzagentur zunächst alle Stromlieferanten, die unter die Abnahmepflicht des EEG fallen, erfasst und diesen eine Identifikationsnummer (Betriebsnummer) zugeteilt. Darüber hinaus wurde die IT-Infrastruktur der Bundesnetzagentur so angepasst, dass sowohl Netzbetreiber als auch Stromlieferanten ihre Daten auf geschütztem Weg der Bundesnetzagentur zur Verfügung stellen können.

Die erste Frist zur Datenübermittlung war der 30. April 2007. Zur Vorbereitung einer möglichst praktikablen und mit geringem Aufwand für Netzbetreiber und Stromlieferanten verbundenen Datenabgabe war die Bundesnetzagentur bemüht, eine Abstimmung der Erhebungsbögen mit den betroffenen Interessenverbänden zu erreichen. Weiterer Termin zur Übermittlung von Daten der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur ist der 30. September 2007. In den folgenden Jahren werden jeweils zu Ende April und Ende September die für den Wälzungsmechanismus erforderlichen Daten sowohl an die Übertragungsnetzbetreiber als auch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln sein.

Die an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten für das Jahr 2007 werden intern ausgewertet. Mit den hieraus gewonnenen Erkenntnissen wird es der Bundesnetzagentur insbesondere auch möglich sein, die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber und Stromlieferanten sowie die Differenzkostenausweisung zu überwachen.

2.6 Internationale Aufgaben im Bereich Netzzugang zu den Stromübertragungs- und Verteilernetzen

Die in Artikel 9 der VO (EG) 1228/2003 niedergelegte Verpflichtung der Regulierungsbehörden zur Zusammenarbeit mit anderen Regulierungsbehörden und der EU-Kommission nimmt die Bundesnetzagentur u. a. im Rahmen der Regionalen Initiativen (s. u.) in denen im wesentlichen Fragen zum Engpassmanagement und somit den zitierten Leitlinien bearbeitet werden, wahr.

Das Konzept der Regionalen Initiativen im Strom- und Gasbereich wurde durch die Einsetzung der Electricity Regionale Initiatives (ERI) im Februar 2006 offiziell umgesetzt. Für den Strombereich wurden sieben Regionen etabliert, die mit Inkrafttreten der Leitlinien zum Engpassmanagement am 1. Dezember 2006 (Beschluss der

EU-Kommission 2006/770/EG vom 9. November 2006 über Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen nach Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003) auch förmlich eingeführt wurden.

Ziel dieser Initiativen ist es, die regionale Marktintegration als wichtigen Zwischenschritt auf dem Weg zum europäischen Strom-Binnenmarkt voranzutreiben. Dabei liegt derzeit der Schwerpunkt auf der Verbesserung der Engpassmanagementverfahren an den Grenzkuppelstellen sowie den Transparenzbedingungen.

Für Deutschland sind vier der sieben Regionen relevant: Zentralwesteuropa (Beneluxstaaten, Deutschland, Frankreich), Zentralosteuropa (Deutschland, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Österreich, Slowenien), Nordeuropa (Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, Deutschland, Polen) und Zentralsüdeuropa (Italien, Frankreich, Schweiz, Deutschland, Österreich, Slowenien, Griechenland).

In der Region Zentralwesteuropa arbeitet die Bundesnetzagentur auch aktiv in dem von den Ministerien geleiteten Pentalateralen Energieforum mit, das unter Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber, der Regulierungsbehörden, Marktteilnehmer und Strombörsen in verschiedenen Hilfsgruppen Fragen zur Optimierung der verfügbaren Kapazität an Kuppelstellen/Allokationsmechanismen, zur Versorgungssicherheit/neuen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen, zum Abbau rechtlicher Hemmnisse für eine engere Zusammenarbeit diskutiert und weiterentwickelt. Am 6. Juni 2007 wurde in Luxemburg von allen Mitgliedern das Memorandum of Understanding zur verstärkten Zusammenarbeit insbesondere im Hinblick auf regionales „Market Coupling“ und „Security of Supply“ zwischen Frankreich, den BeNeLux-Staaten und Deutschland unterzeichnet.

In der Region Nordeuropa haben die Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk, E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission sowie die Börsen Nord Pool Spot und EEX ein Memorandum of Understanding (MoU) für die Einführung des Market Coupling an der Grenze Deutschland/Dänemark bis zum 4. Quartal 2007 unterzeichnet. Die Parteien des MoU haben sich inzwischen über organisatorische und inhaltliche Fragen zum Ablauf weitestgehend einigen können, insbesondere wurde die Gründung eines Auktionsbüros in Hamburg vereinbart.

Die Bundesnetzagentur hat in dieser Region den Vorsitz der Arbeitsgruppe zum Thema Transparenz inne. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann die Verbesserung der Transparenz in den nationalen Märkten verbunden mit der regionalen Harmonisierung der Transparenzvorschriften einen wesentlichen Beitrag für die Erleichterung des grenzüberschreitenden Stromhandels und zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes leisten. Daher wird sie sich auch weiterhin in diesem Bereich engagieren und konnte den in dieser Region erstellten Transparenzbericht zur Vereinheitlichung der Definitionen und der Transparenzpraxis in den Regionen Central Western Europe und Central Eastern Europe als Grundlage für die weitere Arbeit einbringen.

In der Region Zentralosteuropa arbeiten die Übertragungsnetzbetreiber intensiv an der Einführung einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe, die unter Berücksichtigung der Stromflüsse in der Region eine effizientere Vergabe der Kapazitäten ermöglichen soll. Die Einführung ist für 2008 vorgesehen. Dafür wird derzeit ein koordinierter Zeitplan zwischen Regulierern und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt.

Für das Jahr 2007 wurden an den Grenzkuppelstellen Italiens zu Frankreich, Österreich und Griechenland durch die jeweils beteiligten Übertragungsnetzbetreiber gemeinsame explizite Auktionen zur Bewirtschaftung der Engpasskapazitäten auch für die Tagesauktion eingeführt. Deutschland ist mit dieser Region über die Schweiz verbunden.

Neben der Tätigkeit in den Regionalen Initiativen setzte die Bundesnetzagentur ihre Arbeit in den Arbeitsgruppen (Task Forces) von CEER und ERGEG auch im Strombereich fort. Die Electricity Market Task Force (TF) führte ihre Tätigkeit zur Harmonisierung der Transparenz auch im Jahr 2005 fort, so dass im August 2006 die sogenannten „Guidelines of Good Practice of Information Management and Transparency“ von ERGEG konsultiert und verabschiedet werden konnten. Von der Electricity System Operation TF wurden so genannte „Guidelines of Good Practice for Balancing Markets Integration“ erarbeitet, um die Harmonisierung der Regelenergiemärkte vorzubereiten. Die Regional Electricity TF beleuchtete den Stand der Investitionen in die Kuppelstellen zwischen den nationalen Stromübertragungsnetzen und erstellte eine vergleichende Gegenüberstellung der Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden für die Stromnetze. Schließlich begleitete die Cross-Border Trade TF weiterhin die Diskussion um die Erstellung von bindenden Leitlinien zur Etablierung eines neuen Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (so genannte Inter TSO Compensation) auf Grund Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel („Stromhandelsverordnung“) durch die Kommission.

Teil A.III Energieregulierung im Bereich Gas

1. Netzentgelte Gas

1.1 Rechtsgrundlagen

Die Bundesnetzagentur entscheidet auf Grundlage des EnWG und der zugehörigen Rechtsverordnungen über die beantragten Netzentgelte für Gasversorgungsnetze und Gasfernleitungsnetze innerhalb Deutschlands.

Diese Tätigkeit findet insbesondere in § 23a EnWG ihre Rechtsgrundlage. In direktem Zusammenhang hierzu stehen § 29 EnWG und §§ 29 f. GasNEV, die die Grundlage für Festlegungsverfahren bilden durch deren Anwendung die Bundesnetzagentur Regeln vorgibt, damit anhängige

Verfahren möglichst zügig und nach gleichen Standards durchgeführt werden können.

Darüber hinaus finden sich in den §§ 30 f. EnWG die gesetzlichen Bestimmungen für das Missbrauchsverfahren. Des Weiteren bildet § 19 GasNEV i. V. m. § 26 GasNEV den Ausgangspunkt für ein Vergleichsverfahren, das in direktem Zusammenhang mit § 3 Abs. 3 GasNEV, dem Leitungswettbewerbsverfahren, zu sehen ist. Diese Verfahren sind ebenfalls Aufgabenschwerpunkte der Prüfung der Netzentgelte Gas, wie auch das Vergleichsverfahren nach § 21 GasNEV.

1.1.1 Entgelte nach § 23a EnWG

1.1.1.1 Konsultation/Festlegung

Gemäß § 23a Absatz 1 EnWG bedürfen die Entgelte für den Netzzugang einer Genehmigung. Betreiber von Gasversorgungsnetzen hatten nach § 118 Abs. 1b EnWG zum 30. Januar 2006 erstmals einen entsprechenden Antrag zu stellen.

Bei der Bundesnetzagentur sind 217 Anträge von Gasversorgungsnetzbetreibern auf erstmalige Entgeltgenehmigung eingegangen. Genau 69 dieser Anträge waren im Rahmen der originären Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu bearbeiten, die übrigen 148 Anträge wurden im Rahmen der Organleihe für die Länder Schleswig-Holstein, Thüringen, Niedersachsen, Berlin, Bremen und Mecklenburg-Vorpommern übernommen.

Diesen Anträgen war ein Bericht beizufügen, der einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzt, ohne weitere Information die Ermittlung der Netzentgelte vollständig nachzuvollziehen. Dieser Bericht musste die Darlegung der Kosten- und Erlöslage der letzten abgeschlossenen Kalkulationsperiode, eine vollständige Darstellung der Ermittlung der Netzentgelte sowie einen Anhang, dem unter anderem ein von der Bundesnetzagentur vorgegebener detaillierter elektronischer Datenerhebungsbogen beigefügt werden musste, enthalten. Anhand dieser Daten wurde die Kostenorientierung der beantragten Netzentgelte geprüft. In diesem ersten Entgeltgenehmigungsverfahren, das zeitgleich für eine Vielzahl von Unternehmen durchzuführen war, hat die Bundesnetzagentur bei der Überprüfung der von den Antragstellern beantragten Kostenansätze Prüfungsschwerpunkte gebildet. Dabei handelt es sich insbesondere um Abweichungen zwischen den geltend gemachten Plan- und Istwerten, um die kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens, um Netzkäufe, um die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und um die kalkulatorische Gewerbesteuer.

Bis zum 25. Juni 2007 wurden insgesamt 196 Anträge und somit 99 Prozent des beantragten Kostenvolumens beschieden. Die Kürzungen gegenüber den von den Antragstellern in ihren Anträgen zu Grunde gelegten Netzkosten betrugen bis zu 28 Prozent. Bei den veröffentlichten Kürzungsraten ist allerdings zu bedenken, dass eine erhebliche Zahl von Antragstellern im Laufe des Verfahrens die ursprünglich geltend gemachten Kosten z. T. deutlich reduziert haben. Dies hängt oftmals mit Erkenntnissen zusammen, die die beantragenden Unternehmen im Laufe des Verfahrens gewonnen und in deren Ergebnis sie ihre Positionen hinsichtlich der zu beantragenden Kosten denen der Bundesnetzagentur angenähert haben.

Die Bescheide übermittelt die Bundesnetzagentur den Unternehmen, nachdem diese die Entgelte, die sich aus dem genehmigungsfähigen Kostenblock ergeben, berechnet und vorgelegt haben.

1.1.1.2 Verfahren/Entscheidungen

Die genehmigten Entgelte werden mit Zustellung der Beschlüsse wirksam. Die Kostenkürzungen führen in aller Regel zu einer Absenkung der Netzentgelte, die aber in den einzelnen Nutzerbereichen und je nach Nachfragestruktur der Kunden unterschiedlich hoch ausfallen. Zu den Auswirkungen einer Netzentgeltsenkung auf die aktuellen Gaspreise können keine allgemein gültigen Aussagen getroffen werden. Die Netzkosten stellen nur einen Teil der gesamten Gasbeschaffungskosten dar. Sicher ist aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass die Kürzung von Netzentgelten eine etwaige Erhöhung der Gaspreise zumindest dämpft und damit den Verbrauchern zu Gute kommt.

Die derzeitigen gültigen Entgeltgenehmigungen sind befristet bis zum 31. März 2008. Betreiber von Gasversorgungsnetzen müssen nach § 23a Absatz 3 EnWG sechs Monate vor Ablauf der Gültigkeitsdauer einen erneuten Antrag auf Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang stellen. In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur die Anforderungen an den einzureichenden Bericht nach § 28 GasNEV und den elektronischen Datenerhebungsbogen in Abstimmung mit den Ländervertretern angepasst und zur Konsultation gestellt.

1.1.2 Vergleichsverfahren

1.1.2.1 Konsultation/Festlegung

Nach § 21 Abs. 1 GasNEV kann die Bundesnetzagentur Vergleichsverfahren in regelmäßigen zeitlichen Abständen durchführen. Eine erstmalige Datenabfrage auf Grundlage des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, in der Regel war dies das Jahr 2004 oder der Zeitpunkt 31. Dezember 2004, wurde am 1. November 2005 durchgeführt.

1.1.2.2 Verfahren/Entscheidungen

Wie auch im Bereich Strom war bezüglich der Datenabfrage zunächst ein hoher Anteil an unzureichenden bzw. offensichtlich fehlerhaften Datenlieferungen festzustellen. Aus diesem Grund dauerte der Prozess der Datenkonsolidierung- und plausibilisierung bis in den April 2006 an.

Für den Vergleich wurden nach § 23 Abs. 1 GasNEV unterschiedliche Strukturklassen gebildet. Diese richten sich nach der strukturellen Vergleichbarkeit der Netzbetreiber in Bezug auf die Belegenheit des Netzes sowie nach der Absatzdichte (hoch, mittel und niedrig). Diese Einteilung stellt keine abschließende Wertung hinsichtlich individueller Vergleichbarkeit dar.

Zur Ermittlung der konkreten Strukturklassengrenzen hat die Bundesnetzagentur ein wahrscheinlichkeitstheoretisches Modell auf Grundlage der Größe „Absatzdichte“ herangezogen. Die Bundesnetzagentur hat sowohl für den Gas- als auch für den Strombereich in den Vergleichsverfahren auf die Kosten als maßgebliche Größe zur Beurteilung der Effizienz des Netzbetriebs abgestellt. Zudem orientieren sich sowohl die Erlöse aus Netzentgelten als auch die Netzentgelte selbst an den Netzkosten.

Um einen Vergleich der Kosten im Hinblick auf unterschiedlich große Netzbetreiber zu ermöglichen, wurden – entsprechend § 21 Abs. 3 und 4 EnWG i.V.m. § 22 Nr. 3 GasNEV – die Kosten ins Verhältnis zur Dimension des Netzes, d. h. pro Kilometer Leitungslänge, gesetzt.

Neben der Absatzdichte konnten, bedingt durch die Ausgestaltungsvorschriften der §§ 22 und 23 GasNEV und der §§ 23 und 24 StromNEV, keine weiteren Kostentreiber Berücksichtigung in den Ergebnissen der Vergleichsverfahren finden. Daher wird den Netzbetreibern bereits im Energiewirtschaftsgesetz die Möglichkeit eingeräumt, die Vermutung der Ineffizienz durch Vortrag besonderer Umstände zu entkräften.

Ziel der Vergleichsverfahren ist, die Transparenz zu erhöhen und zu Beginn der Energieregulierung einen Überblick über die vorgefundene Ausgangssituation zu schaffen. Als Ergebnis der Vergleichsverfahren zeigen sich innerhalb einer Vergleichsklasse gravierende Kostenunterschiede. Die Bandbreite der Kosten innerhalb einer Strukturklasse kann nicht allein durch strukturelle Besonderheiten erklärt werden und lässt daher vorhandene Ineffizienzen beim Netzbetrieb vermuten. Allerdings ist trotz umfangreicher Bemühungen und Rücksprachen mit den Netzbetreibern nicht auszuschließen, dass in dem zu Grunde gelegten Datenmaterial vereinzelt nicht erkennbare fehlerhafte Daten enthalten sind.

Eine genaue Übersicht über die Ergebnisse des ersten Vergleichsverfahrens Gas ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur hinterlegt. Hier findet sich neben den Strukturklassengrenzen auch die Vergleichskennzahl Kosten pro km Leitungslänge, der zentrale Beurteilungsmaßstab in diesem Verfahren.

1.1.3 Weitere Verfahren

1.1.3.1 Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber

§ 27 Abs. 2 GasNEV verpflichtet Betreiber von Gasversorgungsnetzen, zum 1. April eines Jahres, die dort genannten Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Die Bundesnetzagentur überprüfte in diesem Rahmen, inwieweit die Betreiber von Gasversorgungsnetzen dieser Verpflichtung nachgekommen sind. Ende November 2006 hatten von den insgesamt 802 überprüften Netzbetreibern 541 Netzbetreiber die in § 27 Abs.2 GasNEV geforderten Daten vollständig veröffentlicht. 71 Netzbetreiber hatten nur unvollständige und 190 Netzbetreiber keine der in § 27 Abs.2 GasNEV geforderten Daten veröffentlicht.

1.1.3.3 Leitungswettbewerb gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV

Laut § 3 Abs. 3 GasNEV i.V.m § 32 Abs. 5 GasNEV haben überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber anders als die übrigen Gasnetzbetreiber seit dem 1. Januar 2006 die Möglichkeit, Netzentgelte abweichend von den §§ 4 bis 18 GasNEV nach Maßgabe des § 19 GasNEV zu bilden, wenn sie in wirksamem bestehendem oder potenziellem Wettbewerb stehen.

Dies hat der Gesetzgeber an eine Vielzahl von Kriterien geknüpft. Zum einen muss das beantragende Unternehmen das Kriterium der Überregionalität erfüllen. Zum anderen formuliert § 3 Abs. 2 GasNEV einige Mindestkriterien hinsichtlich der Wettbewerbssituation, derer sich das Versorgungsunternehmen ausgesetzt sehen mag. Darüber hinaus erarbeitet die Bundesnetzagentur weitere Kriterien, um die Wettbewerbssituation des anzeigenden Unternehmens näher zu definieren und im Ergebnis zu beurteilen. Erfüllt ein Unternehmen alle Kriterien nach § 19 GasNEV, so werden die Entgelte nach dem Vergleichsverfahren gemäß § 26 GasNEV ermittelt.

Nach jetzigem Stand haben 13 Gasfernleitungsnetzbetreiber Entgelte angezeigt, die sie nach dem Vergleichsverfahren gemäß § 19 GasNEV i.Vm. § 26 GasNEV bilden wollen. Diese Unternehmen haben Unterlagen eingereicht, anhand derer sie die geforderten Kriterien als belegt sehen. Da diese in keiner Weise ausreichend waren, wurden durch weitere Konsultationen mit den einzelnen Gasfernleitungsnetzbetreibern zusätzliche Erkenntnisse gewonnen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur ca. 50 Verbraucher und Händler wie z. B. Stadtwerke und Industriekunden angeschrieben und Ihnen gezielte Fragen zur tatsächlich vorhandenen Wettbewerbssituation am Markt gestellt.

Auf Grundlage einer mündlichen Verhandlung wurde eines der anzeigenden Unternehmen auf Grund fehlender Überregionalität abschlägig beschieden. Für Unternehmen, bei denen die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV nicht erfüllt sind, gilt, dass diese im Ergebnis die Entgelte nach § 23a EnWG beantragen müssen.

Sollte nach abschließender Prüfung eines oder mehrere Unternehmen potenziellem oder tatsächlichem Leitungswettbewerb ausgesetzt sein, entfällt die Kostenregulierung nach § 23a EnWG für dieses Unternehmen. An Stelle einer derartigen Entgeltgenehmigung tritt dann ein Vergleichsverfahren, welches sowohl international ausgestaltet werden kann, als auch konkrete Entgeltobergrenzen ermittelt. Derzeit befindet sich die Bundesnetzagentur in der Ausgestaltungsphase zu einem solchen Vergleichsverfahren, um bei festgestelltem Leitungswettbewerb ein sofort anwendbares Konzept zu implementieren.

2. Zugang zu den Verteiler- und Gasfernleitungsnetzen

2.1 Gasnetzzugang

2.1.1 Konsultationsverfahren

Die Rechtsgrundlagen für den Gasnetzzugang werden von den Paragraphen des Abschnitts 3 des EnWG festgelegt. Darin ist auch die Verordnungsermächtigung für die Gasnetzzugangs- und die Gasnetzentgeltverordnung in § 24 EnWG enthalten.

Für den Zugang zu Gasnetzen ist insbesondere § 20 Abs. 1 und 1b EnWG von unmittelbarer Bedeutung. In § 20 Abs. 1 EnWG wird festgelegt, dass die Netzbetreiber einen diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Zugang zu gewähren haben. Dies wird in § 20 Abs. 1b EnWG konkretisiert: Der Zugang hat auf der Fernleitungsnetzebene in einem Entry-Exit-System zu erfolgen, in dem transaktions- und transportpfadunabhängige handelbare Kapazitäten angeboten werden. In Verteilernetzen ist der Zugang durch Übernahme des Gases an den Einspeisepunkten der Netze für alle angeschlossenen Ausspeisepunkte zu gewähren, d. h. der Ausspeisevertrag muss sich nicht auf bestimmte Entnahmestellen beziehen. Für die Nutzung der Netze sollen zwei Verträge ausreichen, die ggf. mit unterschiedlichen Netzbetreibern abgeschlossen werden. Die netzübergreifende Abwicklung der Transporte soll von den Netzbetreibern in Kooperation durchgeführt werden.

Gegenüber dem Transportkunden soll die Abwicklung vereinfacht werden, indem ihm abgestimmte und maximierte Kapazitäten angeboten werden, die Netzbetreiber bei der Erbringung von Systemdienstleitungen kooperieren, eine Kosten- oder Entgeltwälzung einführen und gemeinsame Vertragsstandards anwenden und indem das Rucksackprinzip ggf. den Lieferantenwechsel erleichtert. Zudem haben die Netzbetreiber alle Kooperationsmöglichkeiten auszuschöpfen, um die Zahl der Netze oder Teilnetze sowie der Bilanzzonen möglichst gering zu halten. Einige dieser Regelungen stehen unter dem Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit und technischen Möglichkeit.

Diese Zugangsregeln werden durch die auf der Grundlage von § 24 Satz 1 Ziff. 1 EnWG erlassene Gasnetzzugangsverordnung konkretisiert.

Die Umsetzung der in § 20 Abs. 1b EnWG getroffenen Regelungen im Zusammenspiel mit der Gasnetzzugangsverordnung war zunächst unklar und unter den Netzbetreibern und den Netznutzern umstritten. Zur Moderierung einer möglichst schnellen Einigung wurde von der Bundesnetzagentur ein Konsultationskreis eingerichtet, der neben den Verbänden BGW, VKU und GEODE auch Netznutzerverbände wie VIK, BNE, EFET und andere umfasste. Unter Moderation der Bundesnetzagentur wurde ab Oktober 2005 an einer angemessenen Umsetzung der Vorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG gearbeitet. Anfänglich war daran gedacht, die Arbeit in den Grundzügen bis zur Anwendbarkeit von § 20 Abs. 1b EnWG am 1. Februar 2006 (vgl. § 118 Abs. 1a EnWG) abzuschließen.

Zunächst legten die Netzbetreiber zwei grundlegend unterschiedliche Modelle vor, welche von der Bundesnetzagentur in einem Kompromissmodell zusammengefasst wurden.

Dieser Kompromiss erwies sich als tragfähige Basis der weiteren Diskussion:

- Durch verbindliche interne Bestellung konnten Netzrestriktionen angemessen berücksichtigt werden. Zudem konnte daran auch die von § 20 Abs. 1b EnWG vorgesehene Kosten- oder Entgeltwälzung festgemacht werden.
- Die Unterteilung in Marktgebiete diente als umfassende Abbildung der „technischen Möglichkeit und wirtschaftlichen Zumutbarkeit“. Innerhalb von Marktgebieten kann es nicht zu einer Transaktions- und Transportpfadabhängigkeit kommen.
- Eine Einigung auf diese Grundlinien der künftigen Ausgestaltung des Zweivertragsmodells war ungefähr zum Jahreswechsel 2005/2006 erreicht. BGW und VKU erarbeiteten einen ersten Entwurf einer Kooperationsvereinbarung aus der deutlich wurde, dass es in der Ausgestaltung des Netzzugangsmodells im Detail erhebliche Auffassungsunterschiede zwischen BGW/VKU einerseits und den Netznutzerverbänden und GEODE andererseits gab.

Die Positionen erwiesen sich als so gegensätzlich, dass der ursprüngliche Zeitplan erweitert werden musste. Es blieb aber das erklärte Ziel aller Verhandlungspartner, rechtzeitig zum Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 den Gasnetzzugang auf eine neue Basis zu stellen.

In zahlreichen Sitzungen und Arbeitsgruppen konnten einige Fortschritte erreicht werden:

- Die nachgelagerten Bilanzkreise sollten keine Eigenständigkeit haben, sondern in jedem Fall mit Bilanzkreisen beim marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber verbunden sein, wobei diese Verbindung nicht explizit ausgestaltet war.
- BGW und VKU sagten zu, die parallel zum Zweivertragsmodell von den Netzbetreibern gewünschte „Einzelbuchung“ so auszugestalten, dass sie einerseits weder zu Diskriminierungen führt noch diese ermöglicht und andererseits dem Vollzug des Zweivertragsmodells nicht im Wege steht.
- In die Kooperationsvereinbarung wurde auf Drängen der Bundesnetzagentur eine Klausel aufgenommen, die den Netzbetreibern ermöglichte, die Kooperationsvereinbarung unter dem Vorbehalt zu unterzeichnen, die Einzelbuchung in ihrem Netz nicht umzusetzen.
- Die Zahl der Marktgebiete wurde von den Netzbetreibern nach intensiven Gesprächen mit der Bundesnetzagentur auf 19 reduziert.

Trotz rechtlicher und praktischer Bedenken der Bundesnetzagentur wurde am 1. Juni 2006 von BGW und VKU

die Kooperationsvereinbarung veröffentlicht; am 19. Juli 2006 fand die Erstunterzeichnung der Kooperationsvereinbarung statt. In den folgenden Monaten traten alle deutschen Netzbetreiber dieser Vereinbarung bei, wobei sich ein nennenswerter Teil der Netzbetreiber vorbehielt, die Einzelbuchung in ihrem Netz nicht zuzulassen.

2.1.2 Entscheidung zur Untersagung des Einzelbuchungsmodells

Auf Antrag des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter e.V. (BNE) und des Gashändlers NUON Deutschland GmbH wurde im Juli 2006 gegen die Netzbetreiber RWE Transportnetz Gas GmbH, E.ON Hanse AG und Stadtwerke Hannover AG ein Missbrauchsverfahren eingeleitet. Zu prüfen war die Zulässigkeit des Gasnetzzugangs nach dem Einzelbuchungsmodell sowie die Unterteilung des deutschen Gasnetzes in 19 Marktgebiete. Die Bundesnetzagentur hat hierüber am 17. November 2006 wie folgt entschieden.

Im Kooperationsvertrag der Gaswirtschaft waren bisher zwei Möglichkeiten für die Organisation von Gastransporten vorgesehen: Als Grundmodell der gesetzlich vorgeschriebene Zugang auf Basis von nur zwei Verträgen zwischen der Einspeisung des Gases in das Netz und der Entnahme beim Endverbraucher (Zweivertragsmodell), daneben auf Wunsch der Verbände BGW und VKU das so genannte Einzelbuchungsmodell. Bei dem Einzelbuchungsmodell wird der Gastransport auf Basis einer Kette von Einzelverträgen für die jeweils in Anspruch genommenen Netze abgewickelt.

Nach der jetzigen Entscheidung dürfen die Bestimmungen zum Einzelbuchungsmodell nicht mehr angewendet werden. Seine Untersagung war erforderlich, weil das Einzelbuchungsmodell weder im Gesetz noch in den Verordnungen vorgesehen ist.

Das EnWG verpflichtet die Gasnetzbetreiber nicht, durch Einzelbuchung Netzzugang zu gewähren. Diese Forderung ist weder dem Wortlaut des § 20 Abs. 1b EnWG zu entnehmen, noch ergibt sich dies aus der Entstehungsgeschichte der Norm, ihrer Auslegung nach Sinn und Zweck oder unter Berücksichtigung europarechtlicher sowie verfassungsmäßiger Kriterien.

Selbst bei prinzipieller Anerkennung des Einzelbuchungsmodells führte seine konkrete Ausgestaltung in der Kooperationsvereinbarung wegen vielfältiger Verstöße gegen das EnWG zur Gesetzwidrigkeit. Das Einzelbuchsmodell verstieß insbesondere gegen die gesetzlichen Vorgaben eines diskriminierungsfreien Netzzugangs (§ 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG), eines effizienten Netzzugangs und einer effizienten Versorgung mit Gas (§ 20 Abs. 1 Satz 2 und S. 4 EnWG sowie § 1 Abs. 1 EnWG), der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs (§ 1 Abs. 2 EnWG) sowie eines massengeschäftstauglichen Netzzugangs (§ 20 Abs. 1 Satz 4 EnWG). Einige Beispiele sollen dies verdeutlichen:

– So war die Nutzung von Gleichzeitigkeitseffekten diskriminierend geregelt. Diese Gleichzeitigkeitseffekte ergeben sich daraus, dass nicht alle Nutzer zur selben Zeit die maximale Transportkapazität in Anspruch nehmen, da nicht alle Letztverbraucher zur selben Zeit ihre individuellen Lastspitzen in Anspruch nehmen. Vielmehr ergeben sich im Netz Durchmischungseffekte, die mit dem Begriff Gleichzeitigkeit beschrieben werden. Die Vorteile der Gleichzeitigkeitseffekte kamen den Netznutzern nicht in gleicher Weise zugute, weil Zweivertragskunden u. a. an einen festen Gleichzeitigkeitsfaktor gebunden waren. Einzelbuchungskunden dagegen konnten sich Vorteile durch Netzeffekte verschaffen, die von ihren individuellen Portfolien anhingen. Diese Vorteile kommen beim nunmehr allein zulässigen Zweivertragsmodell allen Kunden gleichermaßen zu Gute.

– Eine effiziente Kapazitätsbewirtschaftung konnte durch das Einzelbuchungsmodell und insbesondere durch die Parallelität der Modelle nicht sichergestellt werden. Auf Grund der Einzelbuchung durch viele Transportkunden konnte es auch dort zu vertraglichen Engpässen kommen, wo keine physischen Netzengpässe bestanden. Im Zweivertragsmodell ist dies an Netzkoppelpunkten innerhalb der Marktgebiete nicht möglich, weil dort der nachgelagerte Netzbetreiber eine saldierte Bestellung abgibt. Diese saldierte Bestellung ermöglicht die neutrale Berücksichtigung von Durchmischungseffekten in den Netzen, die sich insbesondere aus den zeitungleichen Lastspitzen aller Letztverbraucher im Netz ergeben. Folglich wurden im Einzelbuchungsmodell „künstliche“ Engpässe geschaffen, so dass diese Kapazitäten Wettbewerbern nicht zur Verfügung standen.

– Das Einzelbuchungsmodell widersprach auch deshalb den Vorgaben eines effizienten Netzzugangs, weil durch das Nebeneinander zweier Netzzugangsmodelle ein erhöhter Abwicklungs- und Organisationsaufwand entstand, für den kein Zusatznutzen ersichtlich war. So mussten parallel zueinander zwei Vertragstypen vorgehalten und doppeltes Vertragsmanagement betrieben werden. Die Beschaffungsmaßnahmen von Transportkapazität steigerten sich beim Einzelbuchungsmodell auf ein Vielfaches, da der Weg durch eine Vielzahl von Einzelnetzen hindurch gebucht und kontrahiert werden musste. An jedem buchbaren Netzkoppelungspunkt war eine gesonderte Kapazitätsbewirtschaftung vorzusehen. Die tatsächlichen Gasflüsse hätten an jedem Netzkoppelungspunkt individuell erfasst und gemessen werden müssen, denn sie wurden zur Abrechnung gegenüber dem Einzelbuchungskunden benötigt. Dieser und weiterer Mehraufwand entsteht beim Zweivertragsmodell nicht und wurde nicht durch zusätzlichen Nutzen gerechtfertigt.

– Das Einzelbuchungsmodell verhinderte zudem wirksamen und unverfälschten Wettbewerb, denn es leistete der Zersplitterung des Marktes Vorschub. Die verfügbaren Gasmengen wurden beim Einzelbuchungsmodell auf eine große Anzahl von Handelsplätzen (mehr als 1 000 „City-Gates“ und „Regio-Gates“) verteilt. Auf die einzelnen Handelsplätze entfiel damit nur eine verschwindend geringe Liquidität, die keine

signifikante Wettbewerbswirkung zuließ. Möglichen neuen Anbietern wurde von vornherein die Beschaffungsbasis entzogen.

– Schließlich wurden die gesetzlichen Anforderungen an einen massengeschäftstauglichen Netzzugang missachtet. Ein Lieferantenwechsel wurde beim Einzelbuchungsmodell nahezu unmöglich gemacht. Mit einer Vielzahl von Netzbetreibern über alle Netzebenen hinweg war die Übertragung von Transportkapazitäten vom bisherigen auf den neuen Lieferanten (Rucksackregelung) abzuklären. Diese zeitaufwändige und auf jeder Zwischenstation zu scheitern drohenden Verfahren konnten nicht zügig, einfach und standardisierbar abgewickelt werden, und somit konnten diese auf dem Einzelbuchungsmodell beruhenden Verfahren nicht tauglich für einen den Ansprüchen von Gesetz und Verordnung genügenden Lieferantenwechsel sein.

Darüber hinaus machten systembedingte Mängel das Einzelbuchungsmodell grundsätzlich rechtswidrig. Die vorgenommenen energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Untersuchungen belegten, dass die Mängel des Einzelbuchungsmodells weitgehend systembedingt sind. Dies führte zu dem Schluss, dass das Einzelbuchungsmodell dem gesetzlich vorgesehenen Zweivertragsmodell nicht wirkungsgleich ist und dessen Anwendung sogar behindert und folglich zu untersagen war.

Zulässig ist nun allein das Zweivertragsmodell. Die auf Grundlage des Einzelbuchungsmodells abgeschlossenen Netzzugangsverträge mussten in zwei Schritten bis zum 1. April 2007 bzw. spätestens bis zum 1. Oktober 2007 umgestellt werden.

Die Entscheidung hatte unmittelbare Wirkung zunächst nur für die am Verfahren beteiligten Netzbetreiber, betraf als Musterverfahren jedoch die gesamte deutsche Gaswirtschaft. Infolgedessen haben die Verbände BGW, VKU und GEODE die Kooperationsvereinbarung grundlegend überarbeitet. Zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/2008 am 1. Oktober 2007 ist damit das bisherige Nebeneinander der beiden Zugangsmodelle endgültig beendet und das Zweivertragsmodell auf eine verlässliche vertragliche Grundlage gestellt.

Der Antrag zur Untersagung der – zum Zeitpunkt der Entscheidung – 19 angezeigten Marktgebiete wurde wegen Unzulässigkeit zurückgewiesen. Gleichwohl stellt die Zersplitterung der Marktgebiete für die Schaffung eines ausreichend liquiden, offenen und flexiblen Gasmarktes ein deutliches Hindernis dar und ist auf Dauer nicht hinnehmbar. Die Thematik wurde daher mit dem Ziel einer deutlichen Verringerung der Zahl der Marktgebiete weiterverfolgt. Dazu sollte den Unternehmen zuerst Gelegenheit zu eigenen Vorschlägen gegeben werden. Soweit freiwillige Lösungen nicht zum Tragen kommen, sollten förmliche Regulierungsverfahren in Betracht gezogen werden. Infolgedessen haben im Berichtszeitpunkt bereits mehrere Unternehmen Marktgebiete zusammengelegt oder einen solchen Schritt verbindlich angekündigt.

2.1.3 Marktgebiete

Die Abwicklung des Gastransports auf der Grundlage von nur zwei Verträgen (Ein- und Ausspeisevertrag) wurde zunächst auf Teile des deutschen Gasnetzsystems beschränkt, weil die von § 20 Abs. 1b EnWG geforderte freie Zuordenbarkeit der gebuchten Kapazitäten für das gesamte deutsche Gasnetzsystem technisch nicht oder noch nicht möglich ist. Dieser Tatsache wurde mit der Bildung von Marktgebieten Rechnung getragen. Innerhalb der Marktgebiete kommt es nicht zu Restriktionen der Transportkunden, da die Engpässe gerade an den Grenzen der Marktgebiete liegen und dort über die Kapazitätsbuchungen bewirtschaftet werden.

Über Marktgebietsgrenzen hinweg müssen die Transportkunden die Kapazitäten an den Netzkopplungspunkten buchen und den Transport selbst organisieren oder durch einen der Netzbetreiber organisieren lassen. Transporte, die über mehr als ein Marktgebiet führen, können derzeit nicht mit nur zwei Verträgen abgewickelt werden, sondern benötigen für jedes Marktgebiet bis zu zwei Verträge.

Innerhalb der Marktgebiete wird von den Netzbetreibern ein Virtueller Handelspunkt (VP) gebildet, von dem aus das Gas restriktionsfrei bis zu allen Ausspeisepunkten des Marktgebietes transportiert werden kann. Sowohl die Belieferung von Letztverbrauchern als auch der Transport in andere Marktgebiete kann von diesen VPs aus erfolgen. An den VPs kann Gas zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht (gehandelt) werden. Gas, das an beliebiger Stelle ins Marktgebiet eingespeist wird, steht damit unmittelbar für den Handel am VP zur Verfügung.

Damit die Transportkunden ihre Bilanzkreise zutreffend aufbauen können und auch die Reichweite ihrer möglichen Handelsaktivitäten kennen, muss für sie eindeutig erkennbar sein, welche Netze bzw. Netzgebiete welchem Marktgebiet angehören. Die Netzbetreiber müssen daher angeben, welchem Marktgebiet – oder bei Überlappung welchen Marktgebieten – ihre Netze oder Netzgebiete zugehören. Eine entsprechende Zuordnungsliste, die für das Funktionieren des neuen Modells von maßgeblicher Bedeutung ist, wurde vom BGW eingerichtet. Die Liste enthielt zu Beginn erhebliche Fehler, die nur durch die unablässige eingehende Überprüfung und durch wiederholte Aufforderungen an die fehlerhaft verzeichneten Netzbetreiber und an den BGW weitgehend behoben werden konnten. Die Zuordnung geht zudem aus der weiter unten beschriebenen Gasnetzkarte hervor.

Wie oben ausgeführt haben die Netzbetreiber im Rahmen des Konsultationsprozesses eine Liste von zunächst 29 Marktgebieten vorgelegt, die bis zum 1. Juni 2006 auf Grund intensiver Bemühungen der Bundesnetzagentur auf 19 Marktgebiete verkürzt wurde. Bis auf die Marktgebiete H-Gas- und L-Gas-Norddeutschland sowie das gemeinsame Marktgebiet der Unternehmen GVS und ENI waren alle diese Marktgebiete durch die eigentumsrechtlichen Netzgrenzen abgegrenzt und überlappen sich teilweise wechselseitig.

In Überlappungsgebieten der Marktgebiete muss aus Gründen der Bilanzierung jede Ausspeisestelle eindeutig einem der überlappenden Marktgebiete zugeordnet sein. Diese Zuordnung muss auf Basis von Informationen, die die Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen haben, von den Transportkunden durchgeführt werden. Alle Netzbetreiber in Überlappungsgebieten haben eine entsprechende Liste zu führen und regelmäßig zu aktualisieren. Für die initiale Zuordnung aller Letztverbraucher, die bei dem intendierten Modellstart am 1. Oktober 2006 anzuwenden sein sollte, wurden im Rahmen des Konsultationskreises von den Netzbetreibern Kriterien vorgelegt. Während diese Kriterien weitgehend unstrittig waren, gab es hinsichtlich der Art der Veröffentlichung der erfolgten Zuordnung Auffassungsunterschiede.

Von der Bundesnetzagentur wurden die zu hohe Anzahl der Marktgebiete und die Abgrenzung durch eigentumsrechtliche Grenzen als problematisch angesehen und große Anstrengungen unternommen, zu einer weiteren Reduzierung zu kommen. Die mangelnde Liquidität der Handelspunkte infolge der Unterteilung in 19 Märkte und der große Anteil von Transporten, die mehr als zwei Verträge benötigen, waren die Hauptgründe für die Forderung nach einer Reduzierung der Zahl der Marktgebiete.

Die Bundesnetzagentur hat Vorstellungen über mögliche und gaswirtschaftlich sinnvolle Zusammenlegungen von Marktgebieten entwickelt und hat diese mit den entsprechenden Netzbetreibern diskutiert. In einem Fall hat sich daraus bereits eine öffentlich mitgeteilte Absichtserklärung für die künftige eigentumsübergreifende Zusammenlegung ergeben. In einem weiteren Fall ist dies für die nächste Zeit zu erwarten.

2.1.4 Umsetzung des Zweivertragsmodells

Die auf Basis der Kammerentscheidung vom 17. November 2006 von BGW, VKU unter Beteiligung der GEODE neu konzipierte Kooperationsvereinbarung vom 25. April 2007, die am 1. Juni 2007 in Kraft trat, enthält ein in den Grundzügen als massengeschäftstauglich und Wettbewerb ermöglichendes Netzzugangsmodell, in dem die erforderliche Trennung von Handel und Transport weitgehend realisiert ist. Für viele Fragen sind effiziente und diskriminierungsfreie Verfahren gefunden, nachgelagerte Speicher sind integriert und in Überlappungsbereichen der Marktgebiete wird ein einheitliches Netzentgelt erhoben. Die Neufassung der Kooperationsvereinbarung vom 25. April 2007 enthält eine Liste von nur mehr 16 Marktgebieten, weitere Reduzierungen sind angekündigt oder zu erwarten.

Weiter zu diskutieren sind neben der immer noch zu hohen Zahl der Marktgebiete und der Organisation und Abwicklung der marktgebietsüberschreitenden Transporte u. a. noch viele Fragen der Ausgleichsdienstleistungen und der Bilanzierung. Zu diesem Punkt wird derzeit mit Hilfe eines Grundlagengutachtens, das von Kema erarbeitet wird, eine erforderliche umfassende Klärung dieses Fragekomplexes insbesondere durch Heranziehung der internationalen Erfahrungen angestrebt.

Die Umsetzung des Zweivertragsmodells in die Praxis konnte von den Netzbetreibern frühestens mit Inkrafttreten der ersten Kooperationsvereinbarung am 19. Juli 2006 erwartet werden. Allerdings führte das zunächst rechtswidrig beibehaltene Einzelbuchungsmodell dazu, dass hier erhebliche rechtliche Unsicherheit herrschte. Erst mit Vorliegen der neuen Kooperationsvereinbarung besteht nun eine verlässliche Grundlage für die Umsetzung des Zweivertragsmodells.

Die Umsetzung in die Praxis bedeutet allerdings für viele Netzbetreiber ein grundlegendes Umdenken und erfordert die Implementierung einer Vielzahl von Prozessen. Insbesondere Netzbetreiber, deren Netze im Überlappungsgebiet von Marktgebieten gelegen sind, sind stark gefordert.

Die Änderungen, die mit der Einführung des neuen Gasnetzzugangsmodells zum 1. Oktober 2007 verbunden sind und die sich zum Teil aus der Zusammenlegung von Marktgebieten ergeben, machen in vielen Ferngasnetzen eine umfassende Neuausrichtung der Kapazitätsberechnungsmethoden erforderlich. Aus der durchgängigen Anwendung des Zweivertragsmodells folgt, dass die früheren Kapazitätsberechungsverfahren, die auf die Buchung aller Netzkoppelpunkte durch Transportkunden ausgerichtet waren, nicht mehr sachgerecht sind. An den Netzkoppelpunkten innerhalb der Marktgebiete reduziert sich der Kapazitätsbedarf auf das technisch insgesamt Erforderliche, wodurch die Spielräume der Netzbetreiber an den Marktgebietsgrenzen zunehmen sollten.

Der im Jahr 2005 mit einer ausführlichen Abfrage der von den Ferngasunternehmen eingesetzten Kapazitätsberechnungsmethoden begonnene Diskussionsprozess zwischen Netzbetreibern und Bundesnetzagentur wird in diesem Sinne fortgeführt, insbesondere werden Methoden diskutiert, die zu einer Steigerung der ausweisbaren frei zuordenbaren Kapazität führen und die ggf. zusätzlich dazu beitragen können, eigentumsübergreifende Zusammenlegung von Marktgebieten zu erreichen.

Da die von den Netzbetreibern angewendeten Verfahren offenbar zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen in Bezug auf die frei zuordenbaren Kapazitäten führten, ist die Bundesnetzagentur in einen Diskussionsprozess mit den Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen über die geeignete Methodik der Berechnung technisch verfügbarer Kapazitäten eingetreten. Hinterfragt werden soll unter anderem, ob eine deterministische Betrachtung aller erdenklichen Lastströme angemessen und erforderlich ist oder ob eine stärkere Einbeziehung von historischen Auslastungsraten und erwartbaren Veränderungen ebenfalls zu angemessenen Ergebnissen führen kann. Ziel der Prüfungen und Gespräche ist auch die Klärung der Frage, ob in dieser Hinsicht Vereinheitlichungen erforderlich sind.

Gemäß § 20 Abs. 2 EnWG sind die Netzbetreiber verpflichtet, Netzzugangsverweigerungen der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen. Für die Übermittlung hat die Bundesnetzagentur eine Abfragemaske erstellt, die eine automatisierte Datenübermittlung und -überprüfung erlaubt. Die Daten, die von den Netzbetreibern übermittelt werden, werden von der Bundesnetzagentur er-

fasst, plausibilisiert und ggf. hinterfragt. Auf die vollständige Einhaltung dieser Pflicht wird hingewirkt.

2.1.5 Entscheidung zur Netzzugangsverweigerung und Zuweisung fester Kapazitäten

Als Teil der Ministererlaubnis des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie war der E.ON AG im Rahmen ihres Zusammenschlusses mit der Ruhrgas AG auferlegt worden, ab dem 1. Oktober 2003 Gasmengen von insgesamt 200 Mrd. kWh in mehreren Auktionen dem Markt anzubieten. Bestandteil der Auflage war auch die Verpflichtung zum Transport des versteigerten Gases.

Nach der Auktion von 2005 hatte sich EnBW Trading GmbH erfolglos bei E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG (ERT) um feste Transportkapazitäten für ihr ersteigertes Gas bemüht, erhielt aber lediglich unterbrechbare Kapazitäten. Laut ERT waren die festen Kapazitäten zu diesem Zeitpunkt bereits von Dritten gebucht. Auch erhebliche Kapazitäten von E.ON-Konzernunternehmen wurden als vorrangig angesehen. Im Winter 2005 unterbrach die ERT die Transporte der EnBW Trading mehrfach, weil andere Transportkunden ihre festen Kapazitätsrechte fast ausnahmslos nutzten.

Auf Grund eines Missbrauchsantrags von EnBW Trading hat die Bundesnetzagentur am 5. Mai 2006 förmlich festgestellt, dass sich ERT bei der Vergabe diskriminierend und damit missbräuchlich verhalten hat. Maßgeblich für diese Entscheidung war vor allem die Auslegung der Auflagen aus der Ministererlaubnis. Die ERT konnte ihr Verhalten weder formal noch in der Sache rechtfertigen. Ihr Einwand, der Bundesnetzagentur sei die Berücksichtigung der Ministererlaubnis nicht erlaubt, hielt der juristischen Prüfung nicht stand. Dabei verkannte die ERT, dass die mit der Ministererlaubnis gewollte Wettbewerbsbelebung nur erreichbar ist, wenn feste Transportmöglichkeiten für die versteigerten Gasmengen bereitstehen. Soweit Kapazitätsbuchungen aus der E.ON Ruhrgas-Gruppe dem entgegenstehen, sind diese im Sinne der Ministererlaubnis nachrangig zu behandeln und müssen zurücktreten.

Nach dem Rechtsverständnis der ergangenen Entscheidung muss ERT allen Erwerbern von Release-Mengen feste Transportkapazitäten anbieten, soweit sie dies wünschen. Ohne diese Flankierung würde der Ministererlaubnis an maßgeblicher Stelle die Substanz entzogen.

Das betroffene Unternehmen hat gegen die Entscheidung Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt. Das Verfahren ist durch einen Prozessvergleich beendet worden.

2.1.6 Lieferantenwechsel

Neben der Ermöglichung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Händler und Lieferanten ist die Gewährleistung der Massengeschäftstauglichkeit der Lieferantenwechselprozesse ein entscheidendes Ziel der Netzregulierung. Die prinzipielle Forderung nach massengeschäftstauglichen Regeln für den Netzzugang findet sich in § 20 EnWG.

Durch spezielle Vorgaben in § 37 Abs. 1 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die Netzbetreiber verpflichtet, zur Vereinfachung des Lieferantenwechsels einerseits einheitliche Verfahren zu entwickeln und andererseits den elektronischen Datenaustausch mit den Transportkunden in einem einheitlichen Format zu ermöglichen. Gemäß § 37 Abs. 2 GasNZV wird eine größtmögliche Automatisierung der Bearbeitung von Kundendaten vorausgesetzt. Die Transportkunden sind bei der Festlegung der hierfür erforderlichen Prozesse und Datenformate in geeigneter Form zu beteiligen (vgl. § 37 Abs. 3 GasNZV). § 37 Abs. 4 GasNZV trifft grundlegende Regelungen zu Wechselfristen sowie für die Identifizierung von Entnahmestellen.

§ 29 Abs. 1 EnWG, § 42 Abs. 7 Nr. 4 GasNZV eröffnet der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, die für den Lieferantenwechsel erforderlichen Prozesse verbindlich vorzugeben.

2.1.6.1 Geschäftsprozess Lieferantenwechsel

2.1.6.1.1 Ausgangslage

Grundsätzlich besteht in Deutschland schon seit der Energierechtsreform 1998 die Möglichkeit zur freien Wahl des Gaslieferanten. Dennoch blieben die Wechselquoten, insbesondere bei Haushaltskunden, infolge wettbewerbshemmender Rahmenbedingungen des Gasmarkts in den vergangenen Jahren sehr gering (vgl. auch Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006).

Neben der Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Händler und Lieferanten kommt standardisierten Prozessschritten und einheitlichen Datenformaten beim Lieferantenwechsel im Gasbereich für den Eintritt neuer Anbieter in den deutschen Gasmarkt eine entscheidende Bedeutung zu. Erst die daraus resultierende Massengeschäftstauglichkeit schafft die Voraussetzung für stärkeren Wettbewerb mit entsprechenden Lieferalternativen für die Verbraucher.

Die Stromwirtschaft hat bereits 2001 mit ihrer „Richtlinie zur Daten- und Mengenbilanzierung (DuM)“ einen Entwurf u. a. zur brancheneinheitlichen Regelung des Lieferantenwechsels und des erforderlichen Datenaustausches herausgegeben. Demgegenüber fehlten der Gaswirtschaft bis zur Verabschiedung von EnWG und GasNZV im Juli 2005 analoge Vereinbarungen bzw. branchenweite Standards. Im Juni 2006 folgten die Branchenverbände BGW und VKU zur Umsetzung der Verpflichtungen aus § 37 Abs. 1 Satz 1 GasNZV mit ihrem „BGW/VKU-Leitfaden Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“. Anschließend wurde dieser durch Entwürfe entsprechender Nachrichtentypen zur Abwicklung des elektronischen Datenaustausches ergänzt.

2.1.6.1.2 Festlegungsverfahren

Von diesen Vorüberlegungen der Gaswirtschaft ausgehend hat es die Bundesnetzagentur im Sinne ausreichender Rechtssicherheit und Verbindlichkeit für erforderlich gehalten, von ihrer Festlegungskompetenz aus § 42

Abs. 7 Nr. 4 GasNZV Gebrauch zu machen. Nach Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfes für 9 Geschäftsprozesse sowie für die Automatisierung des zugehörigen Datenaustausches und die einheitliche Definition der Datenformate wurde eine Anhörung der betroffenen Kreise durchgeführt. Bis zum Ablauf der Stellungnahmefrist wurden insgesamt 15 Kommentierungen eingereicht. Derzeit prüft die Bundesnetzagentur, inwieweit der Festlegungsentwurf bei Würdigung der vorliegenden Stellungnahmen zu modifizieren ist. Nach den erforderlichen Abstimmungen, insbesondere mit den Bundesländern und dem Bundeskartellamt, kann mit dem Erlass der endgültigen Entscheidung in der zweiten Jahreshälfte 2007 gerechnet werden.

2.1.7 Objektnetze

§ 110 EnWG stellt Objektnetze von wesentlichen Teilen der Regulierung frei. Ziel der Vorschrift ist die Privilegierung solcher Versorgungskonstellationen, bei denen der Gesetzgeber eine lückenlose hoheitliche Aufsicht mit Blick auf eine besondere Nähebeziehung zwischen den an der Netznutzung Beteiligten als nicht erforderlich erachtet hat. Mögliche Monopolkonflikte sollen hier nicht primär durch die Rechtsinstrumentarien der Regulierung, sondern durch den individualvertraglichen Interessenausgleich zwischen den Beteiligten gelöst werden. Die umfangreichen tatbestandlichen Voraussetzungen dafür, dass ein Objektnetzbetreiber sich bei dem Betrieb seines Energieversorgungsnetzes auf die Privilegierung des § 110 EnWG berufen kann, sind in Absatz 1 der Vorschrift geregelt. Absatz 4 verleiht dem Betreiber des Objektnetzes darüber hinaus das Recht, bei der zuständigen Regulierungsbehörde eine deklaratorisch feststellende Entscheidung darüber zu beantragen, dass es sich bei dem von ihm betriebenen Netz um ein Objektnetz handelt.

2.1.7.1 Merkblatt und Verwaltungsrichtlinien zur Auslegung

Im Jahr 2006 hat die Bundesnetzagentur zunächst Auslegungsgrundsätze zur Prüfung der Tatbestandsvoraussetzungen des § 110 EnWG erarbeitet. Aufbauend hierauf hat sie in Abstimmung mit dem Länderausschuss ein Merkblatt für Objektnetzbetreiber entwickelt, um diesen die Antragstellung nach § 110 Abs. 4 EnWG zu erleichtern (zustimmend aufgegriffen durch das Oberlandesgericht Düsseldorf, vgl. ZNER 07, 70). Das Merkblatt umreißt zunächst Tatbestandsvoraussetzungen und Rechtsfolgen des § 110 EnWG. Sodann gibt es einen Überblick über die von dem Objektnetzbetreiber im Rahmen des Feststellungsverfahrens zu erbringenden Nachweise. Der Länderausschuss hat die Verwendung des Merkblatts auch in den Ländern empfohlen.

2.1.8 Veröffentlichungspflichten

Die Netzbetreiber sind gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Gasnetzzugangs- (GasNZV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sowie der Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) zur Veröffentlichung von netzbezogenen Daten und netznutzungsrelevanten Informationen verpflichtet. Hierbei treffen die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, deren Netze nicht der örtlichen Verteilung dienen, weiterreichendere Veröffentlichungspflichten als die Betreiber von Gasverteilernetzen. Zudem unterliegen die Betreiber von Fernleitungsnetzen zusätzlich noch den Veröffentlichungspflichten aus der EG-Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen (EG-VO Nr. 1775/2005), die seit dem 1. Juli 2006 in Kraft ist.

Gemäß § 22 Abs. 1 GasNZV haben die Gasnetzbetreiber eine gemeinsame Gasnetzkarte im Internet zu veröffentlichen. Auf die angemessene Ausgestaltung dieser Karte wirkt die Bundesnetzagentur intensiv hin und achtet dabei vor allem auf die Vollständigkeit und auf die Nutzerfreundlichkeit der Karte.

Gemäß § 22 Abs. 3 GasNZV kann die Bundesnetzagentur die Netzbetreiber auffordern, Lastflussprotokolle für alle Punkte ihres Netzes zu übermitteln. Davon hat die Bundesnetzagentur bei allen Ferngasnetzbetreibern und bei einigen ausgewählten örtlichen Verteilernetzen Gebrauch gemacht. Eine dieser Abfragen betraf einen Zeitraum im verhältnismäßig kalten Winter 2005/2006; die zweite Abfrage erfolgte für einen Sommermonat des Jahres 2006.

Anfang September 2006 wurden von der Bundesnetzagentur 20 in Deutschland tätige Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der Erfüllung ihrer Veröffentlichungs- und Informationspflichten aus der EG-VO Nr. 1775/2005, dem EnWG, und der GasNZV überprüft. Hierbei wurde festgestellt, dass der Umsetzungsstand der Veröffentlichungspflichten aus europäischem und nationalem Recht durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber uneinheitlich und in erheblichem Umfang unvollständig war. Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden deshalb Anfang Januar 2007 aufgefordert, ihre Veröffentlichungspflichten einzuhalten und der Bundesnetzagentur dies durch Übermittlung entsprechender Daten und Informationen nachzuweisen. Die in diesem Zusammenhang erhaltenen Daten werden derzeit intensiv überprüft und ausgewertet.

Bis jetzt sind nicht alle Gasverteilernetzbetreiber diesen Veröffentlichungspflichten in zufriedenstellendem Maße nachgekommen. Im Interesse der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Gasversorgung, der Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und der Transparenz der Zugangsbedingungen ist die Veröffentlichung dieser Daten unerlässlich. Die Bundesnetzagentur hat die betroffenen Unternehmen im Juli 2007 aufgefordert, diesen Missstand zu beheben (siehe Veröffentlichungspflichten Strom).

2.1.9 Internationale Aufgaben im Bereich des Zugangs zu den Gasfernleitungs- und Verteilernetzen

Im Bereich der Gasregulierung ist die Bundesnetzagentur sowohl bei ERGEG als auch bei CEER in mehreren Arbeitsgruppen als Teilnehmer bzw. als Vorsitzende beteiligt:

– In der Arbeitsgruppe „Behandlung von Investitionen in neue Infrastruktureinrichtungen“ (Treatment of

New Infrastructure Investment) hat die Bundesnetzagentur gemeinsam mit der französischen Regulierungsbehörde CRE den Vorsitz übernommen. Die Arbeit im Rahmen dieser Arbeitsgruppe umfasst neben einer Auswertung zu erhobenen Daten bezüglich bisheriger Verfahren nach Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG auch eine konkrete Empfehlung zur Anwendung von Artikel 22 in der Form von Leitlinien. Die Auswertung hat ergeben, dass vollständige oder teilweise Befreiungen von der Regulierung unter Artikel 22 (in Deutschland umgesetzt in § 28a EnWG) in zahlreichen Mitgliedsstaaten erteilt wurden und werden und dabei nicht immer nach einheitlichen Kriterien vorgegangen wurde. Daher sollen die zu entwickelnde Leitlinien ein größeres Maß an Harmonisierung zwischen den entscheidenden Stellen sicherstellen und insgesamt auch eine freizügige Anwendung der Ausnahmeregelung verhindern.

– Die Arbeitsgruppe zur Berechnung der freien Kapazitäten hat die Rahmenbedingungen analysiert, unter denen die Berechnung der Kapazitäten stattfindet und einige Instrumente identifiziert, die von den Netzbetreibern eingesetzt werden können, um die verfügbare Kapazität zu steigern.

– In der Arbeitsgruppe Transparency wurde eine Untersuchung aller europäischen Ferngasnetzbetreiber hinsichtlich der Erfüllung ihrer Veröffentlichungs- und Informationspflichten aus der EG-VO Nr. 1775/2005 durchgeführt. Die Auswertung ergab, dass die Einhaltung der Veröffentlichungspflichten europaweit mangelhaft ist.

– Die Arbeitsgruppe zur Untersuchung der Machbarkeit einer besseren Harmonisierung der Regulierung der Europäischen Fernleitungsnetze (EU Grid) hat eine Vereinfachung des Transports von Erdgas über die nationalen Grenzen hinweg und somit eine Verbesserung der Wettbewerbssituation in den europäischen Netzen zum Ziel.

– Die Rahmenbedingungen des Zugangs zu LNG (Liquefied Natural Gas)-Terminals, für die keine Ausnahmegenehmigung nach Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EG erteilt wurde, sollen durch Leitlinien konkretisiert werden, um auch in diesem Bereich, der nicht von der EG-FerngasVO erfasst ist, die Grundvoraussetzungen für wettbewerblichen Zugang zu schaffen.

– In der Arbeitsgruppe zum Handel von Kapazitätsrechten auf dem Sekundärmarkt wurde zunächst untersucht, in welchem Umfang Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt gehandelt werden. Auf der Erkenntnis aufbauend, dass dies nur in sehr geringem Umfang stattfindet, wurden Instrumente der Kapazitätsbewirtschaftung aufgelistet, die zu einer Intensivierung des Sekundärhandels führen können.

– Die Arbeitsgruppe zu Bilanzierungsfragen hat nach Abschluss einer Marktkonsultation Leitlinien zu den anzuwendenden Bilanzierungsregeln erarbeitet und überprüft derzeit die Auswirkungen der enthaltenen Regelungen.

– Die Gasspeicher-Arbeitsgruppe beschäftigt sich mit der Einhaltung der Speicherguidelines und strebt deren Verrechtlichung im Rahmen des dritten Richtlinienpaketes an.

Im April 2006 wurde außerdem im Rahmen der Arbeit von ERGEG die Regionalinitiative Gas ins Leben gerufen. Ziel dieser Regionalinitiative Gas ist es, Handels- und Transportbarrieren zwischen den Staaten der EU zunächst auf regionaler Ebene abzubauen, um so die Entstehung eines einheitlichen Marktes zu ermöglichen. Deutschland gehört hierbei mit Großbritannien, Frankreich, Belgien, Niederlande, Dänemark, Schweden und Irland dem Regionalen Energie Markt Nord West an, dessen Aktivitäten im Jahr 2006 zunächst durch die Einrichtung und Besetzung der erforderlichen Gremien sowie die Erstellung eines Arbeitsprogramms geprägt waren. Als Arbeitsschwerpunkte des Regionalen Energie Marktes Nord West wurden die Themen primäre und sekundäre grenzüberschreitende Kapazität, Koordination der verschiedenen nationalen Regulierungssysteme, Gasqualität, Ausgleichsenergie, Transparenz und Hubs festgelegt. Im Bereich primäre grenzüberschreitende Kapazität leitet die Bundesnetzagentur ein Teilprojekt, in dessen Rahmen die kapazitätsrelevanten Vorgänge am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl (Niederlande – Deutschland) eingehend untersucht und in der Folge verbessert werden sollen.

Teil A.IV Weitere Tätigkeitsgebiete in den Bereichen Strom undGas

1. Anreizregulierung

1.1 Rechtsgrundlage

Die Bundesnetzagentur wurde durch § 112a Abs. 1 EnWG beauftragt, der Bundesregierung bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vorzulegen, der ein im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben umsetzbares Konzept enthält. Dieser Bericht sollte unter Beteiligung der Länder, der Wissenschaft und der betroffenen Wirtschaftskreise erstellt werden sowie die internationalen Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen berücksichtigen. Nach Erstellung des Berichtsentwurfs sollen die betroffenen Wirtschaftskreise Gelegenheit zur Stellungnahme erhalten (§ 112a Abs. 2 EnWG). Die Bundesregierung soll unverzüglich nach Vorlage des Berichtes den Entwurf einer diesbezüglichen Rechtsverordnung vorlegen (§ 118 Abs. 5 EnWG). Der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden wird sodann die Umsetzung der Anreizregulierung auf Basis dieser mit Zustimmung des Bundesrates zu verabschiedenden Rechtsverordnung obliegen (§ 21a Abs. 6 EnWG).

1.2 Konsultation

Die Bundesnetzagentur hat den Konsultationsprozess zur Berichtserstellung weit im Vorfeld der vom Gesetzgeber

vorgesehenen Stellungnahme der betroffenen Wirtschaftskreise zum Berichtsentwurf bereits unmittelbar nach Inkrafttreten des EnWG im August 2005 mit dem Ziel eingeleitet, möglichst frühzeitig eine große Zahl unterschiedlicher Standpunkte und Positionen im Prozess der Konzeptentwicklung zu berücksichtigen, möglichst viele fachliche Beiträge in die Diskussion aufzunehmen und in die Konzepterarbeitung einfließen zu lassen.

In monatlichen Sitzungen wurden spezielle Themen zum einen im Arbeitskreis mit dem Bundeswirtschaftsministerium und den Ländern und zum anderen im Konsultationskreis (KK) mit den betroffenen Wirtschaftskreisen diskutiert. Darüber hinaus bestand die Möglichkeit der schriftlichen Stellungnahme zu vier Referenzberichten sowie zum Gesamtkonzept im Berichtsentwurf. Internationale Erfahrungen und wissenschaftliche Expertise wurden im Rahmen einer Arbeitsgruppe europäischer Regulatoren und einer internationalen Wissenschaftskonferenz mit namhaften Experten ausgetauscht und im Konzept berücksichtigt. Bis in den Juni 2006 hinein wurden intensive Fachgespräche mit Unternehmen und Verbänden geführt, um auch für kontrovers diskutierte Punkte sachgerechte Lösungen zu finden. Innerhalb eines Jahres wurde damit ein umfassendes, in die Praxis umsetzbares Konzept entwickelt.

1.2.1 Einbindung öffentlich-rechtlicher Institutionen

Im Arbeitskreis (AK) Anreizregulierung stellte die Bundesnetzagentur Vertretern des Bundes (BMWi) und der Länder (Energie-, Kartellaufsichtsbehörden) ihre Vorarbeiten zu wesentlichen Grundzügen des auszugestaltenden Systems der Anreizregulierung zur Diskussion. In diesem Gremium wurden Prozesse der technisch-ökonomischen Methodenentwicklung mit denen der parallel laufenden inhaltlichen Beratungen des Konsultationskreises und den Ergebnissen der externen Berater zusammengeführt. Dem AK oblag es, auf dieser Grundlage, strategische wie inhaltliche Bewertungen und Empfehlungen auszuarbeiten. Die teilnehmenden Landesregulierungsbehörden Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Thüringen wurden vom Länderausschuss bestimmt.

Darüber hinaus wurde der Länderausschuss regelmäßig durch die Bundesnetzagentur mit Zwischenberichten unterrichtet, um einen Informationsfluss auch in die am AK nicht unmittelbar beteiligten Länder durch die Bundesnetzagentur zu gewährleisten.

Ein kontinuierlicher Informationsfluss in den Beirat der Bundesnetzagentur war ebenfalls gewährleistet.

1.2.2 Einbindung der betroffenen Wirtschaftskreise

In den Konsultationskreis wurden jeweils aus den betroffenen Wirtschaftskreisen Vertreter der Bundesebene wie der Landesebene zur Mitarbeit geladen. Seitens der Bundesnetzagentur wurde der Stand der Arbeiten präsentiert. Experten aus den Verbänden waren aufgerufen, ihre Positionen vorzustellen und bei der Erarbeitung des Konzeptes zur Anreizregulierung mitzuwirken. Am KK waren alle maßgeblichen Verbände und Unternehmensgruppierungen beteiligt. Vertreter des Bundeswirtschaftsministeriums sowie aus den Landesministerien konnten an den Sitzungen des KK ebenfalls teilnehmen.

Neben den mündlichen Diskussionen im Rahmen der stattfindenden Sitzungen des KK erhielten die betroffenen Wirtschaftskreise ferner die Möglichkeit, zu vier von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Referenzberichten (s. u.) sowie zum Gesamtkonzept im Berichtsentwurf schriftlich Stellung zu beziehen. Daneben fanden zahlreiche bilaterale Gespräche mit Unternehmen und Verbänden bei der Bundesnetzagentur statt.

1.2.3 Einbindung der Wissenschaft

Für die Erarbeitung einer zukunftsweisenden Form der Regulierung ist die Einbindung der Wissenschaft von besonderer Bedeutung. Diese erfolgte zum einen über den die Bundesnetzagentur unterstützenden und regelmäßig tagenden Wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR). Darüber hinaus wurde am 25. und 26. April 2006 eine internationale Wissenschaftskonferenz in Bonn mit dem Thema „Anreizregulierung in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft – Effizienz und Zuverlässigkeit als Maßstab“ veranstaltet, bei der namhafte Experten geladen waren, über Anreizregulierung im Allgemeinen bzw. das von der Bundesnetzagentur entwickelte Anreizregulierungskonzept im Besonderen zu diskutieren.

Ferner begleitete wissenschaftlicher Sachverstand die Bundesnetzagentur im Rahmen der von ihr in Auftrag gegebenen Gutachten und Beratungsprojekte über den gesamten Zeitraum der Konzepterstellung hindurch.

Insgesamt sind acht Gutachten und drei Beratungsprojekte vergeben und durchgeführt worden. Hierbei wurden grundsätzliche Formen und Inhalte der Ausgestaltung einer Anreizregulierung auf wissenschaftlicher Basis unter Einbeziehung internationaler Erfahrungen diskutiert sowie mit Hilfe dieser Ergebnisse ein anwendbares Anreizregulierungskonzept entwickelt.

1.2.4 Berücksichtigung internationaler Erfahrungen

Die Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Anreizregulierungssystemen erfolgte und erfolgt auch durch einen intensiven Erfahrungsaustausch mit anderen Regulierungsbehörden. Dieser Erfahrungsaustausch, findet sowohl auf bilateraler Basis als auch im Rahmen des Information Exchange und der Benchmarking Task Force (IEB TF) des CEER statt. Hier hat die Bundesnetzagentur den Vorsitz inne.

Bis zur Fertigstellung des Anreizregulierungskonzeptes fanden im Rahmen der IEB Task Force 5 Workshops mit reger Beteiligung europäischer Regulierungsbehörden statt. Die Bundesnetzagentur stellte regelmäßig den Stand der Entwicklung des Anreizregulierungskonzeptes vor.

Auch auf bilateraler Ebene fanden Workshops und Treffen mit anderen ausländischen Regulierungsbehörden statt.

1.2.5 Ablauf des Konsultationsprozesses

Von der Bundesnetzagentur wurden die vier unten dargestellten Referenzberichte erstellt, die von den Marktteilnehmern kommentiert wurden. Zu den einzelnen Themen fanden jeweils Konsultations- und Arbeitskreissitzungen statt. Diskussionsgrundlage bildeten die Zwischen- und Endergebnisse der Gutachten und Beratungsprojekte und deren Auswertung durch die Bundesnetzagentur, aber auch Präsentationen seitens der Teilnehmer waren erwünscht.

Berichtsnummer:	**Berichtsschwerpunkt:**
1. Referenzbericht:	Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze (8. Dezember 2005)
2. Referenzbericht:	Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung (26. Januar 2006)
3. Referenzbericht:	Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarkingparameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht (31. März 2006)
4. Referenzbericht:	Konzept einer Qualitätsregulierung (7. April 2006)

Die einzelnen Referenzberichte und die eingegangenen Stellungnahmen sowie die mündlichen Diskussionen fanden Eingang in den am 2. Mai 2006 veröffentlichten Berichtsentwurf der Bundesnetzagentur. Die Unterrichtung der Länder erfolgte vorab über die Mitglieder des Arbeitskreises Anreizregulierung, die am 31. März 2006 einen Vorentwurf des Berichtes erhielten. Im Länderausschuss wurde am 21. Juni 2006 das Benehmen zum Berichtsentwurf hergestellt.

Zu dem Berichtsentwurf wurde den betroffenen Wirtschaftskreisen wiederum Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben und danach der Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG verfasst, welcher am 30. Juni 2006 fristgerecht der Bundesregierung übermittelt wurde.

Alle Referenzberichte, der Berichtsentwurf und der Endbericht nach § 112a EnWG sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht worden.

1.3 Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG

Die Bundesnetzagentur übermittelte am 30. Juni 2006 der Bundesregierung fristgemäß den Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Damit wurde der erste Schritt in Richtung eines Regimewechsels in der Entgeltregulierung getan. Durch die traditionelle Form der Entgeltregulierung in Infrastrukturindustrien, die kostenbasierte Renditeregulierung, welche allen regulierten Unternehmen die Erwirtschaftung ihrer als notwendig deklarierten Kosten ermöglicht und ihnen eine festgelegte Rendite auf das eingesetzte Kapital zusichert, bestehen für das regulierte Unternehmen keine Anreize für ein wirtschaftlich effizientes Verhalten. Der Mechanismus der Renditeregulierung, wonach die Rendite vom Kapitaleinsatz abhängig gemacht wird, führt zu einer die Kosten steigernden Überkapitalisierung, die letztendlich von den Kunden und Verbrauchern getragen werden muss. Im Gegensatz dazu orientiert die Anreizregulierung die Preise bzw. Erlöse eines Unternehmens nicht starr an seinen Kosten, sondern gesteht ineffizienten Unternehmen geringere und im Vergleich dazu effizienteren Unternehmen höhere Renditen zu. Auf diese Weise erhält der Netzbetreiber den Anreiz, mögliche Ineffizienzen in seinem Unternehmen zu erkennen und Effizienzsteigerungen zu realisieren.

Mit ihrem Anreizregulierungskonzept trägt die Bundesnetzagentur der langfristigen Planungsperspektive der Strom- und Gasnetzwirtschaft durch eine integrierte Konzeption über mehrere Regulierungsperioden Rechnung. Für die ersten beiden Regulierungsperioden war die klassische Form der Obergrenzenregulierung (Cap-Regulierung) vorgesehen, wobei die Bundesnetzagentur auf Grund des geringeren Informationsbedarfs und der geringeren Eingriffstiefe in den Markt der Erlösobergrenze den Vorzug gegeben hat. Für die erste Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur eine Dauer von drei Jahren und für die zweite Periode drei bis fünf Jahre vorgesehen. Ausgangspunkt sollten die nach § 23a EnWG geprüften Kosten auf Basis des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres sein. Erreicht werden sollte der Abbau der bestehenden großen Effizienzunterschiede zum Ende der zweiten Regulierungsperiode. Ab der dritten Regulierungsperiode sah das Konzept der Bundesnetzagentur dann einen Vergleichswettbewerb (Yardstick-Competition) mit zweijähriger Regulierungsperiodendauer vor.

Zentrales Element der Anreizregulierung ist die so genannte Anreizregulierungsformel. Mittels dieser wird den Unternehmen unter Berücksichtigung mehrerer Komponenten ein zu erreichender Erlöspfad als Erlösobergrenze vorgegeben. Diese notwendigen Komponenten sind der Verbraucherpreisindex, der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt, eine unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe sowie der Erweiterungsfaktor und die Berücksichtigung von Qualitätsaspekten.

Die Bundesnetzagentur hat den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt für die erste Regulierungsperiode auf 1,5 bis 2 Prozent festzusetzen. Die individuelle Effizienzvorgabe für einen Netzbetreiber sollte aus einem komplementären Effizienzvergleich hervorgehen. Dabei sollten sowohl parametrische wie nicht-parametrische Verfahren zur Anwendung kommen. Zudem sollte auch die Anwendung analytischer Kostenmodelle ergänzend herangezogen werden. Für die regulatorische Umsetzung der Effizienzergebnisse sollte eine Bestabrechnung zu

Gunsten des betroffenen Netzbetreibers oder eine Mittelwertbildung vorgenommen werden.

Hervorzuheben ist, dass die Bundesnetzagentur auf Grund der Tatsache, dass eine allein auf Effizienzsteigerung abzielende Anreizregulierung das Risiko in sich birgt, diese durch Kostensenkungen zu erreichen, die zu Lasten der Versorgungsqualität gehen könnten, in ihrem Bericht eine Qualitätsregulierung von Anbeginn der Anreizregulierung vorgesehen hat. Die Sicherstellung der Versorgungsqualität sollte zum einen durch eine Regulierung über Qualitätskenngrößen und zum anderen durch Regulierungsmaßnahmen erfolgen, die die Investitionstätigkeit der Unternehmen im Blick haben.

Die Regulierung über Qualitätskenngrößen sollte mittels technischer Normen bzw. anerkannter Regeln der Technik, Festlegung garantierter Kundenstandards und entsprechender Pönalen bei deren Nichteinhaltung, Einbeziehung eines Q-Elementes in der der Erlösobergrenze zu Grunde liegenden Anreizformel sowie Veröffentlichung der Qualitätskenngrößen der einzelnen Unternehmen erfolgen.

Erforderliche Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen sollten im Falle der Verteilernetzbetreiber über den Erweiterungsfaktor in der Anreizregulierungsformel berücksichtigt werden. Im Falle der Transportnetzbetreiber war hier die Genehmigung von Investitionsbudgets vorgesehen.

Investitionshemmnisse im Bereich der Ersatzinvestitionen sollten dadurch vermieden werden, dass eine Vergleichbarkeitsrechnung der in den Effizienzvergleich einbezogenen Kapitalkosten vorgenommen wird, bei gleichzeitiger Beibehaltung der dem Ausgangsniveau zu Grunde liegenden kalkulatorischen Kostenrechnung. Darüber hinaus sah die Bundesnetzagentur in ihrem Konzept die Beobachtung der Investitionstätigkeit eines Netzbetreibers auf Basis eines technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters vor sowie die Einführung von Qualitätsmanagementsystemen.

1.3.1 Begleitung des Verordnungsgebungsverfahrens und Vorbereitung zur Durchführung der Anreizregulierung

Durch die Vorlage des Berichtes der Bundesnetzagentur nach § 21a EnWG wurde die Grundlage für die Vorlage eines Verordnungsentwurfes der Bundesregierung entsprechend § 118 Abs. 5 EnWG und somit den zeitnahen Erlass einer Verordnung durch die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates nach § 21a Abs. 6 EnWG geschaffen.

Hierzu hat das Bundeswirtschaftsministerium im Herbst 2006 einen Konsultationsprozess mit den beteiligten Marktakteuren eingeleitet und dabei eine Reihe von Einzelgesprächen mit den betroffenen Unternehmensverbänden geführt. Die Bundesnetzagentur hat diesen Konsultationsprozess intensiv begleitet.

Bei den im Bundeswirtschaftsministerium geführten Konsultationsgesprächen und der Erstellung der Anreizregulierungsverordnung wurden regelmäßig Fragen aufgeworfen, die von der Bundesnetzagentur aktuell geprüft und bewertet wurden und werden.

Am 16. November 2006 veröffentlichte das Bundeswirtschaftsministerium ein Eckpunktepapier zur Anreizregulierungsverordnung, das sich konzeptionell an dem Bericht der Bundesnetzagentur anlehnte.

Dieses Eckpunktepapier bildete die Grundlage für einen ersten Referentenentwurf der Anreizregulierungsverordnung, den das Bundeswirtschaftsministerium am 4. April 2007 vorlegte, und in Konsultationsgesprächen mit den betroffenen Wirtschaftskreisen sowie mit der Bundesregierung bis zum Kabinettsbeschluss am 13. Juni 2007 brachte. Die ARegV muss nunmehr noch vom Bundesrat verabschiedet werden. Hierbei kann es noch zu Veränderungen im Detail kommen, in den wesentlichen Punkten werden keine maßgeblichen Änderungen mehr erwartet.

Im aktuellen Verordnungsentwurf finden sich sämtliche von der Bundesnetzagentur im Bericht vorgeschlagene Kernelemente des Anreizregulierungskonzeptes wieder. So werden über einen bundesweiten Effizienzvergleich unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben ermittelt, welche sich an den Unternehmen mit der höchsten Effizienz orientieren (Frontier-Unternehmen). Für die Durchführung der Effizienzvergleiche werden die Kostendaten durch die Bundesnetzagentur in beeinflussbare und nicht – beeinflussbare Kostenarten unterteilt.

Zusätzlich wird sichergestellt, dass die unterschiedlichen Altersstrukturen und Aktivierungspraktiken in Bezug auf die Anlagenbestände der Netzbetreiber keine verzerrenden Effekte im Effizienzvergleich haben. Beide Komponenten haben zum Ziel, einen sachgerechten unternehmensübergreifenden Vergleich von Netzbetreibern zu gewährleisten. Flankiert wird dieser Vergleich zusätzlich von der Berücksichtigung weiterer unternehmensindividueller Besonderheiten.

Die weniger effizienten Netzbetreiber erhalten insgesamt zehn Jahre Zeit, um die ermittelten Ineffizienzen abzubauen. Netzbetreiber mit weniger als 30 000 angeschlossenen Kunden im Strom und 15 000 Kunden im Gasbereich können statt des Effizienzvergleichs zur Ermittlung von Effizienzwerten die Teilnahme an einem vereinfachten Verfahren wählen. In diesen Fällen wird der Effizienzwert als gewichteter durchschnittlicher Wert aller in dem bundesweiten Effizienzvergleich ermittelten Effizienzwerte gebildet. Für alle weiteren Netzbetreiber gilt eine untere Mindesteffizienzgrenze von 60 Prozent.

Zusätzlich soll für die gesamte Netzbranche eine allgemeine Vorgabe zur Steigerung der Produktivität um jährlich 1,25 Prozent in der ersten Regulierungsperiode sowie 1,5 Prozent in der zweiten Regulierungsperiode gelten. Diese ergänzt die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben und die gesamtwirtschaftliche Produktivitätssteigerungsrate.

Zur Sicherstellung der Versorgungsqualität sieht der Verordnungsentwurf bei ausreichender Datenlage bereits ab der ersten Regulierungsperiode qualitätsabhängige Zu-

oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vor (Q-Element in der Regulierungsformel). Außerdem soll eine Veröffentlichung der Qualitätskennzahlen erfolgen. Zusätzlich werden Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen aus betrieblichen und tariflichen Vereinbarungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile normiert, sowie für die Effizienzvorgaben nach § 16 ARegV Unzumutbarkeitsgrenzen bestimmt, die sich daran orientieren, dass durch Kosteneinsparungen in keinem Fall die wesentlichen Arbeitsbedingungen der regulierten Teilbereiche der Energiewirtschaft erheblich unterschritten werden dürfen. Beide Vorschriften werden als eine große Herausforderung zur Umsetzung im Rahmen einer sachgerechten Erlösvorgabe gesehen und werden voraussichtlich zu einer Ausweitung der Datenabfrage führen müssen.

Darüber hinaus enthält der Entwurf gezielte Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen. Zusätzlich zur oben genannten Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten besteht für einen Netzbetreiber die Möglichkeit, auf Antrag einen pauschalierten Investitionszuschlag auf die Erlösobergrenze in Höhe von im Jahr maximal 1 Prozent der Kapitalkosten zu erhalten.

Eine längerfristige Änderung der Versorgungsaufgabe wird bei Verteilernetzbetreibern durch einen Erweiterungsfaktor in der Regulierungsformel berücksichtigt, durch den die Erlösobergrenze im Hinblick auf die erforderlichen Erweiterungsinvestitionen jährlich angepasst werden kann.

Mit den Regelungen zur Genehmigung von Investitionsbudgets stellt der Verordnungsgeber die Bundesnetzagentur vor eine weitere Herausforderung. Investitionsbudgets entsprechen einer einzelfallbezogenen Entscheidung durch die Bundesnetzagentur. Im Regelfall werden Anträge auf Investitionsbudgets durch die Transportnetzbetreiber gestellt werden. Diese Anträge haben sich an einem konkreten Bedarf zu orientieren. Investitionsbudgetierung geschieht vor allem deshalb, um den notwendigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, welche durch deren besonderen Aufgaben entstehen, gerecht zu werden. Besondere Aufgaben sind z. B. Änderungen im bestehenden Kraftwerkspark, zusätzliche Windeinspeisungen im Offshore-Bereich, internationaler Stromhandel sowie der Ausbau von LNG-Terminals.

Zur weiteren Sicherstellung von Investitionen hat die Bundesnetzagentur erstmals, sobald die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung bestimmt werden, zusätzlich über die Eigenkapitalzinssätze zu bestimmen. Hierbei sind Zinssätze festzulegen, die unter Beachtung aller dafür relevanten Komponenten und Gegebenheiten den Zinssätzen einer angemessenen, risikoangepassten und wettbewerbsfähigen Eigenkapitalverzinsung für Gas- und Stromnetzbetreiber entsprechen. Um diese Zinssätze sachgerecht festzulegen, liefen und laufen schon jetzt bei der Bundesnetzagentur erste Vorbereitungen.

Schließlich ist die Bundesnetzagentur gehalten, das Investitionsverhalten der Netzbetreiber zu beobachten und zum 30. Juni 2013 einen Bericht zu erstellen, der eine Einschätzung hinsichtlich der Notwendigkeit weiterer Maßnahmen enthält.

Neben der Begleitung des Verordnungsgebungsverfahrens sind interne Vorbereitungen für den Start der Anreizregulierung innerhalb der Bundesnetzagentur zu treffen.

So werden derzeit insbesondere die Voraussetzungen für die erforderliche Datenabfrage geschaffen, indem z. B. die Datendefinitionen überarbeitet und mit den beteiligten Marktakteuren konsultiert werden. Die vorläufigen Datendefinitionen wurden am 26. März 2007 im Rahmen eines ersten Gesprächskreises mit den Verbänden der betroffenen Wirtschaftskreise diskutiert.

Darüber hinaus wird ein Projekt zur Anwendung analytischer Kostenmodelle bei der Genehmigung von Investitionsbudgets der Transportnetzbetreiber bearbeitet.

Erste Vorbereitungen zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Gas- und Stromnetze laufen ebenfalls. Des Weiteren werden weitere Untersuchungen zur monetären Bewertung der Netzzuverlässigkeit, z. B. über Kundenumfragen, durchgeführt.

Auch der Informationsaustausch mit den anderen europäischen Regulierungsbehörden hat sich auch nach Abgabe des Berichtes nach § 21a EnWG durch regelmäßige Treffen des Workstreams Incentive-based Regulierung and Efficiency Benchmarking fortgesetzt.

Darüber hinaus nimmt die Bundesnetzagentur auch an der Electricity Quality of Supply Task Force (EQS TF) teil, bei der der Focus auf der Qualitätsregulierung liegt.

2. Entflechtung

2.1 Überblick über die Rechtsgrundlagen

Die Entflechtungsbestimmungen der §§ 6 ff EnWG finden ihre Grundlage in den EG-Richtlinien zur Liberalisierung des Elektrizitäts- bzw. Gasbinnenmarktes, insbesondere in Artikel 10, 15 und 19 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 (ABl. EG L 176/37 vom 15. Juli 2003) und Artikel 9, 13 und 17 der Richtlinie 2003/55 vom 26. Juni 2003 (ABl. EG L 176/57). Als Voraussetzung für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt wird dort die Sicherstellung eines nichtdiskriminierenden und transparenten Netzzugangs zu angemessenen Preisen genannt. Um dies zu erreichen, wurde in den Richtlinien die Unabhängigkeit des Übertragungs- und Verteilernetzbetreibers von den Erzeugungs- bzw. Liefertätigkeiten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens festgeschrieben.

Ziel der Entflechtungsbestimmungen ist gem. § 6 Abs. 1 EnWG die Gewährleistung von Transparenz sowie die Unabhängigkeit des Netzbetreibers als Voraussetzung der diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs.

Dies soll durch die in den §§ 7 bis 10 EnWG enthaltenen Maßnahmen der

- rechtlichen (§ 7 EnWG),
- operationellen (§ 8 EnWG),

– informatorischen (§ 9 EnWG) und

– buchhalterischen (§ 10 EnWG)

Entflechtung erreicht werden. Dem Netzbetreiber ist grundsätzlich die Möglichkeit gegeben, den eigenen Geschäftsbereichen Erzeugung und Vertrieb im vertikal integrierten Unternehmen Vorteile zu verschaffen. Dies kann beispielsweise durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen, aber auch durch überhöhte Netzentgelte zur verdeckten Subventionierung der eigenen Geschäftsbereiche geschehen.

Den Entflechtungsbestimmungen der §§ 6 ff EnWG kommt daher bei der Sicherstellung eines funktionsfähigen, diskriminierungsfreien Wettbewerbs auf den Energiemärkten eine besondere Bedeutung zu. Erst die Trennung des Netzbetriebs von den übrigen, wettbewerbsorientierten Geschäftsbereichen eines integrierten Energieversorgungsunternehmens vermag die von § 6 Abs. 1 EnWG geforderte Transparenz zu gewährleisten und dem Markt das nötige Vertrauen in einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu geben.

2.2 Rechtliche Entflechtung

Im Rahmen der rechtlichen Entflechtung haben vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen sicherzustellen, dass Netzbetreiber, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nr. 38 EnWG verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind. Die gesetzliche Verpflichtung trifft nicht die Energieversorgungsunternehmen an deren Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Für Verteilernetzbetreiber gilt, soweit sie betroffen sind, die gesetzliche Übergangsfrist zur Umsetzung der rechtlichen Entflechtung bis zum 1. Juli 2007, d. h. die vollständige Umsetzung der rechtlichen und – damit eng verbunden – auch der abschließenden organisatorischen Entflechtung muss erst zu diesem Zeitpunkt erfolgen.

Die Einhaltung der Vorschrift zur rechtlichen Entflechtung der Betreiber von Elektrizitätsübertragungsnetzen und Gasfernleitungsnetzen war Gegenstand einer Marktabfrage im Jahr 2006. Auf Grund rechtlicher Abgrenzungsfragen bei der Einordnung als Fernleitungsnetzbetreiber sind die Gasversorgungsnetze einzelner Unternehmen noch nicht rechtlich entflochten. Die Bundesnetzagentur prüft, inwieweit diese Unternehmen der gesetzlichen Verpflichtung unterliegen. Im Übrigen sind die Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Rechtsform unabhängig von den Wettbewerbsbereichen.

Netzbetreiber, die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG oder Gasverteilernetzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 7 EnWG sind, wurden von der Bundesnetzagentur im Jahr 2006 hinsichtlich der Pflicht zur rechtlichen Entflechtung in einzelnen Fällen vorab geprüft. Wegen der de-minimis-Klausel des § 7 Abs. 2 EnWG und § 8 Abs. 6 EnWG kontrolliert die Bundesnetzagentur im Rahmen der Organleihe für die betroffenen Landesregulierungsbehörden die Anwendung der Verbundklausel des § 3 Nr. 38 EnWG i.V.m. der Fusionskontrollverordnung. Dabei findet zur einheitlichen Anwendung der rechtlichen Grundlagen zur Fusionskontrolle eine enge Abstimmung mit dem Bundeskartellamt statt.

Die Bundesnetzagentur wird nach Ablauf der Frist zum 1. Juli 2007 den Stand der rechtlichen Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen in ihrem Zuständigkeitsbereich flächendeckend überwachen.

Verfahren zur Durchsetzung der rechtlichen Entflechtung gemäß §§ 65 ff EnWG wurden bislang nicht eingeleitet.

2.3 Operationelle Entflechtung

Die operationelle Entflechtung verfolgt das gesetzgeberische Ziel, dem Netzbereich integrierter Energieversorgungsunternehmen (EVU) tatsächliche Unabhängigkeit bei der Ausübung der Tätigkeiten des Netzbetriebs zu verschaffen. Personen mit Entscheidungsbefugnis für den Netzbetrieb dürfen ausschließlich für den Netzbetreiber tätig sein. Es sind organisatorische und personelle Maßnahmen zu ergreifen, um die Entscheidungsfreiheit des Netzbetriebs zu gewährleisten. Erster Anknüpfungspunkt mit Vollendung der rechtlichen Entflechtung wird die personelle Verflechtung zwischen den Personen mit Leitungsaufgaben bzw. den Personen mit Letztentscheidungsbefugnis in der Netzgesellschaft und dem übrigen vertikal integrierten EVU sein. Es wird dabei unter anderem eine nähere Betrachtung der personellen Zusammensetzungen der Gesellschaftsorgane erfolgen, da im Markt organisatorische Strukturen erkennbar sind, bei denen die personelle Verflechtung weitestgehend erhalten bleibt. Es wurden daher erste Vorverfahren eingeleitet. Derzeit gibt es noch keine Beschlusskammerverfahren.

Gemäß § 8 Abs. 2 EnWG sind die so genannten Shared Service Einheiten grundsätzlich zulässig. Die Unternehmen nutzen diese Gestaltungsmöglichkeit vielfältig. Die Vorgaben der operationellen Entflechtung werden bei Netzgesellschaften mit einer sehr geringen Anzahl an eigenen angestellten Mitarbeitern eingehender betrachtet, um festzustellen, wie die Eigenständigkeit der Netzgesellschaft sichergestellt wird. Die Grenzen sind in diesem Fall fließend, weshalb die Feststellung der Eigenständigkeit der Netzgesellschaft Schwierigkeiten bereiten kann. Dies gilt gleichermaßen bei der Betrachtung der Laufzeiten der Pachtverträge im Rahmen der Pachtmodelle. Beim Pachtmodell verbleibt das Eigentum an den Energieversorgungsnetzen bei der ursprünglichen Gesellschaft, während die Verantwortlichkeit für den Netzbetrieb auf eine separate Gesellschaft übertragen wird. Die Übertragung der Verantwortlichkeit setzt dabei eine Mindestlaufzeit des Pachtvertrages voraus. Eine Parallelwertung aus dem Europäischen Wettbewerbsrecht legt nahe, dass die Laufzeit drei Jahre nicht unterschreiten darf, ohne die Eigenständigkeit des Netzbetreibers zu beeinträchtigen.

§ 8 Abs. 3 EnWG bestimmt, dass Unternehmen geeignete Maßnahmen zu treffen haben, um die berufliche Handlungsunabhängigkeit der Personen zu gewährleisten, die für die Leitung des Netzbetriebs zuständig sind. Die Bun-

desnetzagentur hat daher die Vergütungsvereinbarungen der Geschäftsleitungen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Fernleitungsnetzbetreiber überprüft. Es wurde festgestellt, dass teilweise Vereinbarungen bestehen, bei denen der variable Vergütungsanteil der Geschäftsleitung des Netzbetreibers an den wirtschaftlichen Gesamterfolg des integrierten EVU – und damit auch an den Erfolg der wettbewerblich organisierten Bereiche – geknüpft ist. Dabei wurden die Schwellenwerte für das Einschreiten der Bundesnetzagentur vorläufig nicht überschritten. Die Entwicklung im Bereich der Vergütungsvereinbarungen der Geschäftsleitungen von Netzbetreibergesellschaften wird weiterhin kritisch beobachtet.

Gemäß § 8 Abs. 5 Satz 3 EnWG übermitteln die Unternehmen Gleichbehandlungsberichte und Gleichbehandlungsprogramme an die Bundesnetzagentur. Mittels der Gleichbehandlungsberichte haben die Unternehmen über den internen Stand der Entflechtung zu berichten. Sie enthalten verbindliche Maßnahmen zu einer diskriminierungsfreien Ausübung des Netzgeschäfts. Mitarbeiter sollen dadurch praktische Hinweise erhalten, was die Entflechtungsregelungen für ihre tägliche Arbeit im Netzbetrieb bedeuten. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2006 154 und im Jahr 2007 146 Gleichbehandlungsberichte erhalten und auf bestimmte Schwerpunkte geprüft. Die inhaltliche Gestaltung obliegt ausschließlich den Unternehmen. Festlegungskompetenzen des Verordnungsgebers oder der Bundesnetzagentur bestehen diesbezüglich nicht.

2.3.1 Verfahren

Die Bundesnetzagentur hat in zwei Fällen gemäß § 65 EnWG von Amts wegen ein Verfahren eingeleitet, weil die betroffenen Unternehmen ein Gleichbehandlungsprogramm gemäß § 8 Abs. 5 EnWG nicht vorgelegt haben. Eines der Verfahren wurde im Jahr 2006 nach Vorlage eines Gleichbehandlungsprogramms eingestellt.

Im Rahmen des noch anhängigen Verfahrens ist zu klären, ob an das Energieversorgungsnetz des betroffenen Unternehmens weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Das Verfahren dient damit vor allem auch der grundsätzlichen Klärung des Kundenbegriffs im Rahmen der „de-minimis-Regelung“. Die Regulierungsbehörden gehen in diesem Zusammenhang auf Grund des Wortlauts „angeschlossene Kunden“ von einem netzbezogenen Kundenbegriff aus, so dass das maßgebliche Kriterium für die Ermittlung der angeschlossenen Kunden die Zahl der physischen Anschlüsse im Sinne von Netzanschlusspunkten ist. Mehr noch als für die Verpflichtung zur Vorlage eines Gleichbehandlungsprogramms/Gleichbehandlungsberichts ist diese Frage für die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung von grundsätzlicher Bedeutung.

2.4 Informatorische Entflechtung

Die Verpflichtung des § 9 EnWG gilt unmittelbar seit Inkrafttreten des EnWG und betrifft sämtliche vertikal integrierten EVU unabhängig von deren Kundenzahl. Das Ziel der informatorischen Entflechtung ist die Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzbetriebs durch den vertraulichen Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen gemäß § 9 Abs. 1 EnWG und die Sicherstellung des diskriminierungsfreien Umgangs mit wirtschaftlich vorteilhaften Informationen gemäß § 9 Abs. 2 EnWG. Unter wirtschaftlich sensiblen Informationen fallen bestimmte Daten von Netzkunden, von denen der Netzbetreiber in Ausübung des Netzgeschäftes Kenntnis erlangt und die den Wettbewerbern des assoziierten Vertriebs des vertikal integrierten EVU einen Wettbewerbsvorteil verschaffen könnten. Wirtschaftlich vorteilhafte Informationen sind demgegenüber Informationen des Netzbetreibers über seine eigene Tätigkeit als Netzbetreiber, deren Kenntnis einem Lieferanten wirtschaftlichen Vorteil bringen kann.

Zwei Themen haben seit Inkrafttreten des EnWG die Umsetzung der informatorischen Entflechtung beherrscht: Erstens die Frage, ob zur Verarbeitung von Kundendaten des Netzbetriebs und anderer Unternehmensbereiche eigenständige Mandanten innerhalb der eingesetzten IT-Systeme oder eine getrennte Systeminfrastruktur erforderlich sei. Zweitens die Frage, welche Anforderungen an die Analyse und die Dokumentation der Geschäftsprozesse des Netzbetriebs zu stellen sind.

Während die erste Frage bislang dahingehend entschieden wurde, dass aus den Vorschriften der Entflechtung die Verpflichtung zur Stammdaten- oder Systemtrennung nicht zwingend abzuleiten ist, ist klar geworden, dass durch die Anforderungen des § 9 EnWG, der alle EVU unabhängig von ihrer Kundenzahl betrifft, die bisherige Struktur der EDV-Systeme nicht beibehalten werden kann. Wie weit die Anforderungen an die EDV-Systeme reichen, wurde im Interesse angemessener Lösungen bis in einzelne Geschäftsprozesse hinein untersucht und im intensiven Dialog mit den Unternehmen, Softwareherstellern und neuen Marktteilnehmern erörtert.

Der Schwerpunkt der Prüfung innerhalb der informatorischen Entflechtung liegt auf der Feststellung, ob und inwieweit eine Geschäftsprozessanalyse durchgeführt wurde. Die Geschäftsprozessanalyse umfasst in diesem Zusammenhang die systematische Betrachtung aller Abläufe in einem Unternehmen unter Berücksichtigung aller Informationen, die wirtschaftlich sensibel oder wirtschaftlich vorteilhaft sind. Es soll erkennbar sein, dass die Unternehmen alle Geschäftsprozesse mit Diskriminierungspotential erkannt und entsprechend behandelt haben.

2.4.1 Konsultationen

Zur weiteren Konkretisierung der gesetzlichen Bestimmungen und behördlichen Anforderungen hat die Bundesnetzagentur unter Beteiligung der Landesregulierungsbehörden im Jahr 2006 in Abstimmung mit den Verbänden und Unternehmen eine gemeinsame Richtlinie zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung erarbeitet. Diese hat insbesondere zum Ziel, Anforderungen an die Geschäftsprozesse in Bereichen des EVU mit Diskriminierungspotential zu definieren, um bestehende Un-

sicherheiten bei der konkreten Umsetzung der operationellen und informatorischen Entflechtung zu beheben. Die Richtlinie gibt das gemeinsame Verständnis der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu konkreten Maßnahmen zur Umsetzung der Bestimmungen zur informatorischen Entflechtung des § 9 EnWG wieder. Sie wurde am 21. Juni 2007 von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Die Abstimmung der Regulierungsbehörden dient der einheitlichen Anwendung des EnWG und findet derzeit im Rahmen des Länderausschusses gemäß § 60a EnWG statt. In Anlehnung an die „Gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6 bis 10 EnWG“ dient die Richtlinie der Rechtssicherheit und bietet eine Umsetzungshilfe für die betroffenen Unternehmen. Die Richtlinie bietet darüber hinaus die Grundlage, die rechtskonforme Umsetzung der informatorischen Entflechtung mittels eines internen oder externen Auditors zu überprüfen und gegebenenfalls zertifizieren zu lassen. Verschiedene Unternehmen haben sich zur Präsentation diesbezüglicher Dienstleistungen an die Bundesnetzagentur gewandt und werden dem Markt entsprechende Dienste anbieten.

Das Dokument ist keine Festlegung i.S.d. § 29 EnWG und hat auch nicht den Charakter einer Verwaltungsvorschrift, sondern dient den Unternehmen im Sinne des „Best Practice“ als Orientierungshilfe. Die Verantwortung für die rechtskonforme Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen liegt ausschließlich bei den Unternehmen.

Auch im Zusammenhang mit der informatorischen Entflechtung wurden gegen einzelne Unternehmen, bei denen sich der Verdacht eines Verstoßes gegen § 9 EnWG zeigte, Vorermittlungen eingeleitet. Ein förmliches Beschlusskammerverfahren ist im Rahmen des § 9 EnWG bislang nicht anhängig.

2.5 Buchhalterische Entflechtung

Die buchhalterische Entflechtung bildet die vierte Säule der Entflechtungsbestimmungen im EnWG. Adressat des § 10 EnWG sind alle EVU ungeachtet ihrer Eigentumsverhältnisse und ihrer Rechtsform sowie alle Unternehmen, die im Sinne von § 3 Nr. 38 EnWG zu einem vertikal integrierten EVU verbunden sind. Die Verpflichtung zur Anwendung einheitlicher Bilanzierungsvorschriften für alle EVU soll eine vergleichbare, transparente, sachgerechte und für Dritte nachvollziehbare Rechnungslegung sicherstellen. Die im Anhang zum Jahresabschluss gesonderte Ausweisung von Geschäften größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen dient insbesondere der transparenten Darstellung geschäftlicher Vernetzungen innerhalb der Energiebranche.

Mit der Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung (§ 10 Abs. 3 EnWG) richtet sich der Gesetzgeber an alle Unternehmen, die im Sinne von § 3 Nr. 38 EnWG zu einem vertikal integrierten EVU verbunden sind. Die geforderte Kontentrennung in der internen Rechnungslegung soll eine transparente Darstellung der tatsächlichen Netzkosten ermöglichen und die sachgerechte und nachvollziehbare Grundlage für die Berechnung der Netznutzungsentgelte darstellen.

Die gemeinsamen Auslegungsgrundsätze der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden zu den Entflechtungsbestimmungen der §§ 6 bis 10 EnWG stellen die Adressaten sowie die Umsetzungspflichten der buchhalterischen Entflechtung ausführlich dar. Auch weiterhin steht die Bundesnetzagentur im Austausch mit dem Deutschen Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW), um Einzelfragen des § 10 EnWG zu diskutieren und Erklärungsansätze zu liefern. Der Austausch hat auch auf der Unternehmensebene stattgefunden. Auf Grund der Übergangsvorschrift des § 114 EnWG treten derzeit erstmals Einzelfragen zu den Vorschriften nach § 10 EnWG aufzustellenden und zu testierenden Jahresabschluss 2006 auf.

Bis zu diesem Zeitpunkt sind im Rahmen der Umsetzung der buchhalterischen Entflechtung noch keine Beschlusskammerverfahren eingeleitet worden. Dies ist insbesondere damit zu begründen, dass Unternehmen, die im Sinne von § 3 Nr. 38 EnWG zu einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, erstmalig 2007 für das Geschäftsjahr 2006, der Regulierungsbehörde unverzüglich eine Ausfertigung des geprüften Jahresabschlusses einschließlich des Bestätigungsvermerks oder des Vermerks über seine Versagung übersenden müssen. Die Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen für die einzelnen Tätigkeitsbereiche sind beizufügen. Die Prüfung des Jahresabschlusses umfasst die Einhaltung der Pflichten zu internen Rechnungslegung. Neben dem Vorhandensein getrennter Konten ist auch zu prüfen, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet worden ist.

Im Jahr 2006 hat die Bundesnetzagentur ein Monitoring über die Entflechtung der internen Rechnungslegung durchgeführt. Für das Jahr 2007 wird die Bundesnetzagentur anhand der eingereichten Jahresabschlüsse überprüfen, ob alle Unternehmen ihrer Pflicht zur internen Rechnungslegung formal nachgekommen sind. Die eingereichten Jahresabschlüsse werden von der Bundesnetzagentur auch zur Plausibilisierung der Netzentgeltanträge herangezogen.

2.6 Konsultationen zur Entflechtung

Angesichts der strukturellen Eingriffe in die integrierten EVU hat der Gesetzgeber der Mehrheit der Energieversorgungsnetzbetreiber eine Übergangsfrist zur rechtlichen Entflechtung bis zum 1. Juli 2007 eingeräumt. Die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder haben diese Zeit genutzt, um in intensivem Dialog mit der Branche die gesetzlichen Vorschriften zu konkretisieren.

Im Mittelpunkt der Tätigkeit der Bundesnetzagentur im Bereich der Entflechtungsvorschriften stand neben der Überwachung der mit Inkrafttreten des EnWG 2005 vollständig verpflichteten Transportnetzbetreiber die Konkretisierung der gesetzlichen Vorschriften im Wege von Auslegungsgrundsätzen. Eine verbindliche Festlegung von Standards in diesem Bereich wird durch das

Gesetz nicht ermöglicht. Durch die zwischen Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden geteilte Zuständigkeit in der Überwachung der Entflechtungsbestimmungen besteht die Verpflichtung, im Interesse eines bundeseinheitlichen Vollzugs des Gesetzes gemeinsame Grundsätze zu entwickeln. Im Vorfeld der vollständigen Umsetzung der rechtlichen Entflechtung zum 1. Juli 2007 hat die Bundesnetzagentur daher in enger Abstimmung mit dem Bundeskartellamt und gemeinsam mit den Landesregulierungsbehörden im März 2006 durch die Veröffentlichung von „Auslegungsgrundsätzen der Regulierungsbehörden zu den Entflechtungsbestimmungen nach §§ 6 bis 10 EnWG“ den gesetzlichen Rahmen konkretisiert.

Im November 2006 wurde in einem zweiten Schritt eine öffentliche Konsultation zur o. g. „Richtlinie zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung nach § 9 EnWG“ begonnen. Damit reagierte die Bundesnetzagentur auf die vielfach geäußerte Unsicherheit der kleinen und mittleren Unternehmen, die ohne Ausnahme zur informatorischen Entflechtung verpflichtet sind, wie zu Fragen des diskriminierungsfreien Umgangs mit Informationen Rechtssicherheit erlangt werden kann. Auch hier ist das Bestreben der Bundesnetzagentur, eine einheitliche Auslegung des Gesetzes mit den Landesregulierungsbehörden zu erreichen.

In zwei Veranstaltungen der Bundesnetzagentur für die Gleichbehandlungsbeauftragten der Unternehmen im März und November 2006 in Bonn mit insgesamt je über 200 Teilnehmern wurden die o. g. Dokumente den Unternehmen unmittelbar vorgestellt und diskutiert. Es besteht ein enger Austausch mit den Vertretern des BGW, VKU und VDEW. Vertreter anderer Branchenverbände haben sich an der Diskussion zur Entflechtung bislang nicht aktiv beteiligt.

Die Zusammenarbeit mit den Landesregulierungsbehörden erfolgt im Rahmen des Länderausschuss und durch Ad-hoc Arbeitsgruppen, die sich zu den o. g. Projekten gebildet haben.

Das Ziel der Bundesnetzagentur, im Vorfeld konkreter Regulierungsmaßnahmen den Rechtsrahmen inhaltlich zu füllen und der Branche konkrete Umsetzungshilfen zu bieten, wurde dadurch erreicht. Es hat nun die Prüfung der für den Berichtszeitraum des Jahres 2006 auf Einhaltung der geäußerten Anforderungen begonnen.

2.7 Internationales

2.7.1 EU-Weite Harmonisierung und Zusammenarbeit CEER/ERGEG

Die Bundesnetzagentur gestaltet die Arbeit der europäischen Energieregulierungsgremien CEER und ERGEG aktiv mit. Das Thema Entflechtung wird auf europäischer Ebene von der CEER-Arbeitsgruppe „Unbundling, Reporting and Benchmarking Task Force“ (URB TF) bearbeitet. Die Entflechtungsthemen, die in der Arbeitsgruppe besprochen und bearbeitet werden, sind für jedes Jahr in einem mit der Kommission abgestimmten Arbeitsprogramm festgelegt. Aktuelle Entwicklungen auf europäischer Ebene fließen im Jahresverlauf in neue Arbeitsaufträge für die Arbeitsgruppe ein.

Im Jahr 2005 hat die Arbeitsgruppe eine europäische Best-Practice-Leitlinie zur buchhalterischen Entflechtung erarbeitet und im Jahr 2006 öffentlich konsultiert. Ergebnisse des Konsultationsverfahrens sind in die Best-Practice-Empfehlungen „Guidelines of Good Practice on Accounting Unbundling” eingeflossen und wurden nach der Verabschiedung durch die General Assembly veröffentlicht.

Im Jahr 2006 hat die CEER-Arbeitsgruppe eine weitere Best-Practice-Leitlinie zur Umsetzung der operationellen und informatorischen Entflechtung erarbeitet, die wesentlich durch die Bundesnetzagentur mitgestaltet wurde. Diese „Guidelines on Functional and Informational Unbundling“ wurden im Zeitraum 30. April 2007 bis 26. Juni 2007 öffentlich konsultiert. Nach Auswertung der Konsultationsergebnisse wird die endgültige Fassung als Leitlinien verabschiedet und ebenfalls veröffentlicht.

Die Anfang 2007 veröffentlichten Ergebnisse der Sektoruntersuchung der EU-Wettbewerbsdirektion sowie der Bericht der EU-Kommission zu der Entwicklung der Liberalisierung der Europäischen Energiemärkte kommen zu dem Schluss, dass die jetzigen Entflechtungsvorschriften unzureichend sind. Aus diesem Grund hat die EU-Kommission in einer Mitteilung zwei Varianten zur Verschärfung der Entflechtung vorgeschlagen: eigentumsrechtliche Entflechtung und Einrichtung einer unabhängigen Netzgesellschaft (ISO – Independent System Operator). Vor diesem Hintergrund wurde die CEER-Arbeitsgruppe URB TF von der EU-Kommission beauftragt, die Effizienz beider Varianten hinsichtlich diskriminierungsfreier Netzzugang, Investitionen und Wettbewerb näher zu durchleuchten.

Die Arbeitsgruppe hat der EU-Kommission Anfang April eine erste Einschätzung der europäischen Regulierungsbehörden zu diesen Fragen mitgeteilt, die gegenwärtig mit weiteren Untersuchungen noch untermauert wird. Auf Drängen der Bundesnetzagentur wurde die zuvor völlig unkritische Einstellung zur eigentumsrechtlichen Entflechtung innerhalb der CEER/ERGEG-Mehrheit grundlegend relativiert. Zwar wird weiterhin davon ausgegangen, dass die eigentumsrechtliche Entflechtung theoretisch das effiziente Modell darstellt, in der Praxis gibt es allerdings gewichtige Punkte, die einem Modell der eigentumsrechtlichen Entflechtung entgegenstehen und somit letztlich zu einer anderen Entscheidung führen können. Diese Bemühungen spiegeln sich auch als Ergebnis in einem wesentlich differenzierteren Bericht an die Kommission wider.

Die Bundesnetzagentur wird sich in den entsprechenden Arbeitsgruppen dafür einsetzen, dass die Entscheidungsfindung von einer wissenschaftlich fundierten Folgenabschätzung begleitet wird und eine aktive Evaluation der im Jahr 2006 in Kraft getretenen Vorschriften zur informatorischen Entflechtung stattfindet.

3. Marktbeobachtung, Statistik, Monitoring

3.1 Monitoring Strom und Gas

3.1.1 Rechtsgrundlage

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 35 EnWG ein Monitoring zur Wahrnehmung ihrer Regulierungsaufgaben in den Bereichen Elektrizität und Gas, durchzuführen. Dies folgt den in über die in § 35 Abs. 1 Nr. 1 bis 12 EnWG genannten Bestimmungen und Themen, zu denen auch Transparenz und Wettbewerb gehören. Dazu hat die Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 4 EnWG jährlich einen Bericht über das Ergebnis ihrer Monitoringtätigkeit zu veröffentlichen. Unter Monitoring wird die Herstellung von Markttransparenz durch die Erhebung und Auswertung sowie eine zusammenfassende Darstellung relevanter Daten der Marktteilnehmer auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt in Deutschland verstanden. Mit dem Monitoring soll die Marktentwicklung beobachtet sowie die Umsetzung und Funktionsweise des EnWG überprüft werden.

3.1.2 Allgemeines

Durch die Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten wird der Wettbewerb in den Bereichen Erzeugung/Beschaffung, Großhandel sowie Belieferung von Endkunden gestärkt. Eine effiziente Regulierung setzt eine breite und verlässliche Datenbasis voraus. So hat die Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring für den Elektrizitätsmarkt detaillierte Angaben zu den Themenfeldern Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger, Übertragungs- und Verteilernetze, Messeinrichtungen, Systemverantwortung und Versorgungssicherheit sowie Handel und Vertrieb zu erheben. Für den Gasmarkt sind die Themenfelder Fernleitungs- und Verteilernetze, Speicheranlagen, Messeinrichtungen, Systemverantwortung und Versorgungssicherheit sowie Handel und Vertrieb zu untersuchen. Zudem sind die Bereiche Entflechtung und Verbraucheraspekte auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt im Wege des Monitoring zu analysieren.

3.1.3 Verfahren

Die genauen Dateninhalte der Monitoringverfahren 2006 und 2007 wurden von der Bundesnetzagentur nach Konsultationen mit Marktteilnehmern, Verbänden und Institutionen festgelegt. Dabei wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme eingeräumt, um einen möglichst breiten Konsens bei der Datenabfrage zu ermöglichen.

Zur Durchführung des Monitoring 2006 wurden im Zeitraum vom 22. März 2006 bis zum 19. April 2006 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur Fragebögen für die Marktteilnehmer zur Beantwortung veröffentlicht. Für das Monitoring 2007 erfolgte die Datenerhebung im Zeitraum vom 21. März 2007 bis zum 24. April 2007. Dabei sind die Fragebögen nach den Themengebieten Elektrizität und Gas und den unterschiedlichen Gruppen von Marktteilnehmern differenziert worden. Die Abfrage richtete sich an die einzelnen Tätigkeitsbereiche der Unternehmen bzw. der jeweiligen Konzerngesellschaften. Eine zusammenfassende Beantwortung durch Obergesellschaften bei Konzernen war nicht vorgesehen.

3.1.4 Auswertung und Veröffentlichung

Die beantworteten Fragebögen im Rahmen des Monitorings 2006 wurden nach Eingang bei der Bundesnetzagentur automatisiert in eine Auswertungsdatenbank übertragen. Auf Basis dieser Datenbank sind die zusammengefassten Auswertungen für den Monitoringbericht 2006 erstellt worden, welche die Grundlage für die erarbeiteten Berichtsbeiträge bildeten. Insgesamt wurden 2 656 beantwortete Fragebögen aus den verschiedenen Marktbereichen ausgewertet. Die Marktabdeckung der eingegangenen Antworten bezogen auf das Monitoring 2006 in den jeweiligen Marktbereichen im Verhältnis zu ausgewählten Gesamtmarktdaten wurde in den einzelnen Kapiteln dargestellt. Sofern ein Vergleich zu bekannten Gesamtmarktdaten möglich war, wurde eine Marktabdeckung der Monitoringabfrage in einer Bandbreite von 76 bis 100 Prozent erreicht werden. Der Monitoringbericht wurde nach Fertigstellung am 30. August 2006 publiziert.

Die Erstellung des Monitoringberichts 2007 erfolgt hinsichtlich des Verfahrens analog zum Monitoring 2006 und befindet sich derzeit in der Auswertungsphase.

3.2 Benchmarkbericht

3.2.1 Rechtsgrundlage

Die Bundesnetzagentur hat der Europäischen Kommission nach § 63 Abs. 5 EnWG bis zum Jahre 2009 jährlich und danach alle zwei Jahre jeweils bis zum 31. Juli im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt einen Bericht (Nationaler Berichtsbeitrag zum Benchmarkbericht der EU-Kommission) über Marktbeherrschung, Verdrängungspraktiken und wettbewerbsfeindliches Verhalten im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung zu unterbreiten. Im Jahr 2006 basierte der Nationale Berichtsbeitrag zum 6. Benchmarkbericht der EU-Kommission auf der vorgegebenen Struktur für die Nationalen Berichte der Regulierungsbehörden an die Europäische Kommission vom 20. April 2006.

Im Jahr 2007 wird der Nationale Berichtsbeitrag zum EU Benchmarkbericht ebenfalls auf der Grundlage der von der EU-Kommission vorgegebenen Struktur durch die Bundesnetzagentur erstellt.

3.2.2 Allgemeines

Ziel dieses Benchmarkberichts ist es, Marktbeherrschung, Verdrängungspraktiken und wettbewerbsfeindliches Verhalten im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung zu analysieren, Veränderungen der Eigentumsverhältnisse zu untersuchen sowie die konkreten Maßnahmen, die getroffen wurden, um eine ausreichende Vielfalt an Marktteilnehmern zu garantieren oder die konkreten Maßnahmen, um Verbindungskapazität und Wettbewerb zu fördern, aufzuzeigen.

Die Berichtsbeiträge 2006 und 2007 der Bundesnetzagentur zu den Benchmarkberichten 2006 und 2007 der EU-Kommission sind bzw. werden damit Element zur Durchsetzung der Richtlinien 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

3.2.3 Verfahren

Dem Berichtsbeitrag 2006 wurde in wesentlichen Teilen der Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG zu Grunde gelegt. Darüber hinaus sind weitere Auswertungen der Bundesnetzagentur zu den Themenbereichen „Struktur des Groß- und Einzelhandelsbereiches für Elektrizität und Gas“ sowie „Genehmigte Endnutzerpreise Elektrizität“ hinzugefügt worden.

Von Seiten des Bundeskartellamtes sind Beiträge zu den Themenfeldern „Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt“, „Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt“, „Situation und Struktur im Elektrizitäts- und Gasbereich“, „EU-Emissionsrechte“, „Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung“, „Einflussfaktoren Gaspreise“ und „Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage im Elektrizitätsbereich“ erstellt worden und in den Berichtsbeitrag eingeflossen.

Im Bereich Entflechtung wurden die Ergebnisse einer Marktdatenerhebung der Bundesnetzagentur zum Umsetzungsstand der Entflechtungsbestimmungen aufgenommen. Bei der Darstellung des Elektrizitätsbereiches erfolgte eine Ergänzung der Auswertungen zu den „Regionalen Indikatoren“ im Rahmen der „Regionalen Initiativen“ der ERGEG. Des Weiteren sind in den Bericht Angaben von Branchenverbänden zum Elektrizitäts- und Gasbereich aufgenommen worden, wobei hinsichtlich dieser Verbandsangaben eine Bindungswirkung für zukünftige Entscheidungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes ausgeschlossen ist, da eine Prüfung im Einzelnen nicht erfolgte.

Zur Darstellung sämtlicher Inhalte des Nationalen Berichtsbeitrags zum 6. Benchmarkbericht der EU-Kommission wurde Einvernehmen zwischen der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt gem. § 63 Abs. 5 EnWG hergestellt. Im Rahmen der Erarbeitung des Nationalen Berichtsbeitrages der Bundesnetzagentur zum EU Benchmarkbericht 2007 erfolgt, entsprechend den unter 3.2.1. genannten Vorgaben der EU-Kommission vom April 2007, gegenwärtig der Abstimmungs- und Konsultationsprozess mit dem Bundeskartellamt.

3.2.4 Auswertung und Veröffentlichung

Da der Berichtsbeitrag zum 6. Benchmarkbericht (2006) der EU-Kommission auf der Basis des Monitoringberichts 2006 der Bundesnetzagentur nach § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG erstellt wurde, liegen diesem auch die im Rahmen des Monitorings erhobenen Daten zu Grunde. Zusätzlich sind interne Berichtsbeiträge der Bundesnetzagentur entsprechend der von der EU-Kommission vorgegebenen Struktur eingeflossen. Nach Übergabe des Nationalen Berichtsbeitrags zum 6. EU-Benchmarkbericht (Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG) im August 2006 an die EU Kommission, ist dieser auf der Internetseite der ERGEG am Juni Dezember 2006 veröffentlicht worden.

Der Prozess der Erarbeitung des Berichtsbeitrages zum Benchmarkbericht 2007 der EU- Kommission befindet sich derzeit parallel zu dem o. g. Konsultationsprozess in der Auswertungsphase.

4. Netzbetrieb und Versorgungsqualität

4.1 Erhebung von Versorgungsunterbrechungen Strom und Gas

4.1.1 Rechtsgrundlage

Rechtsgrundlage zur Erhebung von Daten zu Versorgungsunterbrechungen bei Strom- und Gasnetzbetreibern ist § 52 EnWG. Danach haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Dieser Bericht muss mindestens Zeitpunkt und Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechung enthalten. Ebenso sind Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen darzulegen. Erstmals zum 30. Juni 2006 wurden die Daten ab 13. Juli 2005 (Inkrafttreten des EnWG) für das Kalenderjahr 2005 erhoben.

4.1.2 Erhebung von Versorgungsunterbrechungen Strom

4.1.2.1 Festlegung

Für die Betreiber von Stromnetzen wurde im Februar 2006 im Rahmen einer Allgemeinverfügung eine Festlegung durch die Bundesnetzagentur getroffen. Danach stehen den Netzbetreibern zwei Verfahren zur Datenübermittlung zur Verfügung. Ein Verfahren ermöglicht den Netzbetreibern Versorgungsunterbrechungen online, über webbasierte Formulare, zeitnah zur aufgetretenen Versorgungsunterbrechung zu melden. Das zweite Verfahren bietet eine standardisierte Schnittstelle an, über die die firmenspezifische datentechnische Infrastruktur automatisiert die Meldungen gesammelt an die Bundesnetzagentur übermitteln kann. Für das Berichtsjahr 2005 wurde von der Bundesnetzagentur als Sonderlösung eine Excel-Datei bereitgestellt, mit der die Berichte elektronisch über das Energiedaten-Portal an die Bundesnetzagentur übermittelt werden konnten.

4.1.2.2 Erhebung der Daten

Da die Allgemeinverfügung erst für das Berichtsjahr 2006 wirksam wurde, haben für den Berichtszeitraum vom 13. Juli 2005 bis 31. Dezember 2005 die ca.

900 Stromnetzbetreiber die Versorgungsunterbrechungen in unterschiedlichen Formaten übermittelt. In der Mehrzahl wurde die Excel-Datei zur Übermittlung des Berichtes verwendet, häufig wurden die Angaben in Briefform zusätzlich kommentiert. In einigen Fällen wurde auf eine elektronische Übermittlung verzichtet und die Versorgungsunterbrechungen nur in Briefform gemeldet oder firmenspezifische Datenformate verwendet.

4.1.2.3 Auswertung der Daten

Die Auswertung der Daten für das Berichtsjahr 2005 ergab, dass die Datenqualität der über 900 Netzbetreiber sehr unterschiedlich ist und deshalb eine Auswertung zur Bestimmung branchenbezogener Qualitätskennziffern und ein Vergleich mit anderen Datenerhebungen, z. B. durch den VDN (Verband der Netzbetreiber im VDEW) nicht sinnvoll ist. Da die Umsetzung der Vorgaben aus der Allgemeinverfügung in die betrieblichen Abläufe vieler Stromnetzbetreiber erst nach Veröffentlichung erfolgte, ist erstmals für das Erfassungsjahr 2006, also nach dem 30. Juni 2007, mit belastbaren Daten zu rechnen. Damit stehen dann erstmals Daten zur Verfügung die einen Vergleich der Versorgungssicherheit mit den europäischen Nachbarn zulassen. Diese können dann auch die Basis für die Ermittlung eines Qualitätselementes sein, das in der Zukunft in das System der Anreizregulierung integriert werden soll.

4.1.3 Erhebung von Versorgungsunterbrechungen Gas

4.1.3.1 Festlegung

Für die Betreiber von Gasnetzen ist eine Festlegung durch die Bundesnetzagentur zur formellen Gestaltung in Vorbereitung. Bis zur rechtlichen Bindung sind die Gasnetzbetreiber bei der Übermittlungsart und der formellen Gestaltung frei. Um trotzdem eine standardisierte Erfassung zu unterstützen, bietet die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite eine Excel-Datei an. Damit haben die Gasnetzbetreiber die Möglichkeit ihre Berichte elektronisch über das Energiedaten-Portal an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

4.1.3.2 Erhebung der Daten

Bereits für das Kalenderjahr 2005 wurde dieses Verfahren von einigen Gasnetzbetreibern genutzt und so der Bundesnetzagentur die Versorgungsunterbrechungen elektronisch übermittelt. Viele Berichte wurden jedoch nicht mit der vorgeschlagenen Excel-Datei, sondern als netzbetreiberspezifische Excel-Datei, als Adobe pdf-Datei, oder schriftlich, formlos in Papierform übermittelt..

4.1.3.3 Auswertung der Daten

Wie bei den Stromnetzbetreibern war die Datenqualität der Meldungen der über 700 Gasnetzbetreiber unterschiedlich und durch die verschiedenen Formen der Übermittlung nur zum Teil zur Auswertung geeignet. Auf Grund der durch die erste Abfrage nunmehr bekannten Inhalte der Datenabfrage ist für das Berichtsjahr 2006 mit belastbaren Ergebnissen für eine branchenübergreifende Auswertung zu rechnen. Anders als im Strom steht mit der auf die Betriebssicherheit ausgerichtete Schaden- und Unfallstatistik des DVGW (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.) allerdings keine Qualitätsstatistik zum Vergleich zur Verfügung, so dass nationale und internationale Quervergleiche mit anderen offiziellen Statistiken für das Berichtsjahr 2006 nicht möglich sein werden.

4.1.4 Ausblick, weiteres Vorgehen

Das Ziel der Erhebung und Auswertung der Versorgungsunterbrechungen bei Strom- und Gasnetzbetreiber ist die quantitative Ermittlung der Versorgungsqualität in Deutschland und der Vergleich auf europäischer Ebene. Für die Zukunft ist die Integration der Versorgungsqualität in das System der Anreizregulierung von besonderem Interesse.

4.2 Untersuchung großflächiger Versorgungsunterbrechungen

4.2.1 Rechtsgrundlage

Übertragungsnetzbetreiber müssen die Bundesnetzagentur nach § 13 Abs. 5 EnWG unverzüglich informieren, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes gefährdet war und daher netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG oder Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG erfolgt sind. § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG normiert, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Das EnWG beinhaltet einige weitere Pflichten für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, die eine sichere Versorgung mit Elektrizität zum Ziel haben. Zur Versorgungssicherheit soll gemäß § 12 Abs. 3 EnWG insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes beigetragen werden. Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12 Abs. 3a EnWG alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung erstellen. Ferner sind sie verpflichtet, jährlich eine Schwachstellenanalyse zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen zu erarbeiten und entsprechende Maßnahmen zu treffen (§ 13 Abs. 7 EnWG). Darüber hinaus sind Netzbetreiber verpflichtet, bis zum 30. Juni eines Jahres alle im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen der Bundesnetzagentur zu melden (§ 52 EnWG).

Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 65 EnWG Aufsichtsmaßnahmen ergreifen, wenn ein Netzbetreiber entgegen den Bestimmungen des EnWG handelt. Um diese Befugnis umfassend wahrnehmen zu können, stehen der Bundesnetzagentur nach § 69 EnWG umfassende Auskunftsrechte zu. So kann sie dann, wenn eine Beurteilung ansteht, ob ein Netzbetreiber im Einzelfall oder generell nicht in der Lage ist, ein Netz sicher zu betreiben, ent-

sprechende Informationen und Auskünfte einholen, die zur Beurteilung des Falles erforderlich erscheinen.

4.2.2 Untersuchung des Stromausfalls im Münsterland im November 2005

4.2.2.1 Sachverhalt

Am 26. November 2005 kam es im Münsterland in Folge von Nassschnee- und Eisablagerungen an Freileitung zu flächenhaften Mastumbrüchen. Dies führte zu Stromausfällen, die rund 250 000 Menschen betrafen und teilweise bis zu vier Tagen dauerten. Der Schadensumfang von 83 umgestürzten Hochspannungsmasten, über 400 beschädigten Mittelspannungsmasten und zahllosen Schäden am nachgelagerten Niederspannungsnetz gab Anlass, die Ursachen speziell im Bereich der Hochspannung zu untersuchen.

4.2.2.2 Vorgehen der Bundesnetzagentur

Der betroffene Netzbetreiber, die RWE Westfalen-Weser-Verteilernetz GmbH, hat der Bundesnetzagentur umfangreiche Berichte und Stellungnahmen zu Ursache und Umfang der Mastumbrüche und zu einem bereits laufenden Sanierungsprogramm vorgelegt.

Zusätzlich wurde die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) von der Bundesnetzagentur mit der Aufklärung der technischen Hintergründe des Schadens und der Ermittlung des Schadensablaufes beauftragt. Der Schwerpunkt lag dabei auf der Untersuchung der materialtechnischen und statischen Eigenschaften der umgestürzten bzw. beschädigten Strommasten und auf der Frage, ob schadhaftes Material mitursächlich für die Schadensereignisse war. Dazu wurden Werkstoffuntersuchungen durchgeführt, der Versagensmechanismus bzw. Schadensablauf untersucht und ein Bezug zu dem jeweils gültigen technischen Regelwerk hergestellt.

4.2.2.3 Ergebnisse der Bundesnetzagentur

Die BAM konnte für eine Schadensstelle in der Hochspannungsleitung von Gronau nach Coesfeld den Schadensverlauf ermitteln. Hierzu wurden der abgeknickte Winkelabspannmast und die umgebrochenen Tragmasten untersucht.

Hauptauslöser der Umbrüche ist nach diesem Gutachten das Zusammentreffen mehrerer Komponenten, wie

– starker Wind;
– ungewöhnliche Nassschneemengen hoher Dichte;
– eine Temperatur um 0 Grad;
– Leiterseile annähernd 90 Grad zum Wind;

Diese ergaben eine extrem ungleiche und einseitige Belastung der Leitung durch Schneewalzen. Dadurch wurde der untersuchte Winkelabspannmast so stark mit Torsionskräften belastet, dass er umknickte. Diese Torsionsbelastung (Dreh-Zug-Belastung), die zum Umbrechen des Winkelabspannmastes geführt hat, löste einen dominoartigen Umbruch der benachbarten Tragmaste aus. Dieses Ergebnis ist nach BAM-Gutachten auf die anderen fünf Schadensstellen übertragbar. Die Ergebnisse der Untersuchungen hat die Bundesnetzagentur als Bericht im Internet veröffentlicht. Danach hält die Bundesnetzagentur eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit durch Thomasstahlmasten für möglich und eine Sanierung im Rahmen wirtschaftlich zumutbarer Programme für notwendig.

Seit Veröffentlichung des Gutachtens stehen die Bundesnetzagentur und die nach § 49 Abs. 5 EnWG zuständigen Landesbehörden in Kontakt mit den Netzbetreibern, um zu erreichen, dass diese Sanierungsmaßnahmen an Hochspannungsfreileitungen durchführen. Darüber hinaus wurden das DKE als norm- und regelsetzender Verband aufgefordert, mit den Erkenntnissen aus dem BAM-Gutachten die gültigen Normen zu überarbeiten bzw. Lücken im Regelwerk zu schließen.

4.2.3 Untersuchung der Großstörung im Emsland im November 2006

4.2.3.1 Sachverhalt

Am Abend des 4. November 2006 fiel ab 22:10 Uhr in einigen Teilen Europas der Strom aus. Seinen Ausgangspunkt hatte der Stromausfall im Emsland, wo eine Höchstspannungsleitung von E.ON Netz GmbH (im Folgenden: E.ON Netz) ausgeschaltet worden war, um die gefahrlose Überführung eines Kreuzfahrtschiffes aus Papenburg zu ermöglichen. Es kam zur Überlastung der Verbindungsleitung Landesbergen – Wehrendorf, die sich automatisch abschaltete. Kaskadenartig fielen daraufhin von Nord nach Süd quer durch Europa weitere Leitungen aus und das europäische Verbundnetz zerfiel in drei Teilnetze unterschiedlicher Frequenz. Etwa 15 Millionen Menschen waren europaweit von dem Stromausfall betroffen. Die Stromversorgung war nach rund 1,5 Stunden wieder komplett hergestellt, die Zusammenschaltung der drei Teilnetze um 23:47 Uhr beendet. E.ON Netz und andere Netzbetreiber haben die Bundesnetzagentur über die Stromausfälle informiert.

4.2.3.2 Vorgehen der Bundesnetzagentur

Unmittelbar nach dem Stromausfall hat die Bundesnetzagentur begonnen, den Vorfall zu untersuchen. E.ON Netz wurde aufgefordert, einen detaillierten Bericht u. a. mit Ausführungen zur Ursache und zum Umfang der Unterbrechung vorzulegen. E.ON Netz übersandte der Bundesnetzagentur noch im November 2006 einen „Bericht über den Stand der Untersuchungen zu Hergang und Ursachen der Störung des kontinentaleuropäischen Stromnetzes“. Einen Tag später erörterte die Bundesnetzagentur mit Vertretern von E.ON Netz diesen Bericht. Anknüpfend an diesen Bericht erhielten alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber umfassende Fragenkataloge der Bundesnetzagentur. Diese beinhalteten Fragen zum Störungsverlauf am Abend des 4. November 2006, aber beispielsweise auch zu den Ermittlungen der UCTE sowie den regelmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern

der Bundesnetzagentur vorzulegenden Schwachstellenanalysen gemäß § 13 Abs. 7 EnWG.

Die Antworten auf diese Fragenkataloge wertete die Bundesnetzagentur aus und erörterte sie mit Vertretern aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

Im Januar 2007 erhielten alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere Fragen der Bundesnetzagentur, die im Nachgang der Beurteilung des Vorfalles aufgekommen waren. Diese bezogen sich auf die technische Ausstattung der Netzleitstellen, auf Schulungs- und Trainingsmaßnahmen des Personals der Netzleitführung sowie auf die Betriebshandbücher zur Netzleitführung. Darüber hinaus besuchten Vertreter der Bundesnetzagentur die Netzleitstelle von E.ON Netz in Lehrte und die der RWE Transportnetz Strom GmbH in Brauweiler.

Zusätzlich wertete die Bundesnetzagentur den Zwischenbericht der UCTE vom 30. November 2006 (Interim Report: System Disturbance on 4. November 2006) und den Endbericht vom 30. Januar 2007 (Final Report: System Disturbance on 4. November 2006), den Zwischenbericht der ERGEG vom 20. Dezember 2006 (ERGEG Interim Report on the lessons to be learned from the large disturbance in European power supply on 4. November 2006) und die zusammenfassende Darstellung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Dezember 2006 aus und nahm Presseinformationen sowie ihr unaufgefordert zugesandte Stellungnahmen von Sachverständigen und Institutionen zur Kenntnis.

4.2.3.3 Ergebnisse der Bundesnetzagentur

Die Ergebnisse der Untersuchungen hat die Bundesnetzagentur als Bericht im Internet veröffentlich. Darin werden unter anderem einige konkrete Empfehlungen ausgesprochen:

E.ON Netz soll danach seine Netzleitstelle auf den Stand der Technik bringen und alsbald die zyklische, automatisierte Überprüfung der Netzsicherheit implementieren. Bis die Netzleitstelle von E.ON Netz diesbezüglich ausgestattet ist, soll das Personal besonders für die Sicherheitsgrenzen sensibilisiert werden. Das Personal soll verpflichtet werden, in bestimmten zu beschreibenden Situationen, die Betriebssicherheit durch eine Netzsicherheitsrechnung zu überprüfen. Ferner scheint es geboten, genau festzustellen und zu beschreiben, in welchen Situationen ein Ermessen bezüglich der Durchführung einer Netzsicherheitsrechnung besteht. Die zyklische, automatisierte Überprüfung der Netzsicherheit sollte bei allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern mindestens alle 15 Minuten erfolgen. Darüber hinaus sollen die Netzbetreiber Fälle beschreiben, in denen das Personal der Netzleitstelle verpflichtet ist, zusätzliche Netzsicherheitsrechnungen durchzuführen. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass insbesondere nicht jede kritische Situation abschließend beschrieben werden kann, muss es dem Personal der Netzleitstelle weiterhin obliegen, über die beschriebenen Fällen hinausgehende Überprüfungen der Netzsicherheit vorzunehmen. Das Personal der Netzleitstelle ist darauf gesondert hinzuweisen. Genau wie die UCTE und die ERGEG sieht auch die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit, die Ausführungen des UCTE Operation Handbook zur Netzsicherheit zu konkretisieren und genauer zu beschreiben sind.

Darüber hinaus müssen Kooperation und Kommunikation zwischen den Netzbetreibern verbessert werden. Dies betrifft die Aktivitäten vor dem Störfall, wie auch die Zeit des Netzaufbaus bis zur Wiederversorgung mit Strom. So soll der Austausch der notwendigen Echtzeitdaten den Übertragungsnetzbetreibern ein detailliertes Bild des Systemzustandes ermöglichen und einen umfassenden Überblick über die am Netz befindlichen Erzeugungseinheiten bis zu den dezentralen Erzeugern in der Verteilernetzebene geben.

4.3 Systemverantwortung

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, diese durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Für den Fall, dass eine Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigt werden kann, sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder die Anpassung zu verlangen. Gemäß § 13 Abs. 5 EnWG ist die Regulierungsbehörde über erfolgte Anpassungen zu informieren. Außerdem sind auf Verlangen die vorgetragenen Gründe zu belegen.

4.3.1 Netzzustands- und Netzausbauberichte

Zu den Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen auf Grund des § 12 EnWG zählt auch – alle zwei Jahre – die Erstellung eines Berichts über den Netzzustand und die Netzausbauplanung. Diese Berichte wurden der Bundesnetzagentur erstmalig im Februar 2006 vorgelegt. Auf Grund ihrer Verpflichtung nach § 12 Abs. 3a EnWG, Dritten auf Antrag bei Vorliegen eines berechtigten Interesses Zugang zu diesen Berichten zu gewähren, hat die Bundesnetzagentur im März 2006 um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschwärzte Fassungen angefordert. Im Nachgang einer Diskussion mit den Übertragungsnetzbetreibern zur Abstimmung der Mindestanforderungen an den Inhalt der Berichte sowie über die vorgenommenen Schwärzungen wurden noch im April 2006 überarbeitete Fassungen der Berichte vorgelegt. Hiermit wurden zumindest die inhaltlichen Vorgaben der Bundesnetzagentur weitestgehend erfüllt. Jedoch hat das Ausmaß und die Rechtfertigung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen Schwärzungen dazu geführt, dass einige der insgesamt sechs Antragsteller nach Erhalt der geschwärzten Fassungen, Einsicht in ungeschwärzte Fassungen beantragt haben. Diese Fälle werden von der Bundesnetzagentur mit dem Ziel einer einvernehmlichen Einigung über die Auslegung von

Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen behandelt. In einem dieser Fälle ist es bereits gelungen, auf Basis einer strikten Geheimhaltungserklärung eine Einsichtnahme möglich zu machen.

Die Bundesnetzagentur beaufsichtigt auch die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber nach § 11 EnWG, ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen. Dazu übermitteln die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur seit Dezember 2006 quartalsweise Statusberichte über den Stand der in den Netzausbauberichten aufgeführten Netzausbauvorhaben. Diese Berichte wurden von der Bundesnetzagentur regelmäßig ausgewertet.

4.3.2 Schwachstellenanalyse

Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen sind die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 13 Abs. 7 EnWG verpflichtet, jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und daraufhin notwendige Maßnahmen zu treffen. Bis zum 31. August müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Bundesnetzagentur jährlich über das Ergebnis der Schwachstellenanalyse unterrichten und die notwendigen Maßnahmen darstellen.

Der Bundesnetzagentur wurden erstmals 2005 die Schwachstellenanalysen der Übertragungsnetzbetreiber vorgelegt, welche sowohl netz- und marktbezogene Maßnahmen als auch Anpassungsmaßnahmen beinhalteten. Hierbei wurde zwischen Maßnahmen bei Nichteinhaltung des Leistungsgleichgewichts und Frequenzabweichungen und Maßnahmen bei Verletzung bzw. zu besorgender Verletzung der Betriebsparameter Spannung und Strom unterschieden. Die von den Übertragungsnetzbetreibern zum 31. August 2005 vorgelegten Schwachstellenanalysen wurden durch die Bundesnetzagentur ausgewertet. Die dabei aufgekommenen offenen Fragen wurden in einem Gespräch mit den vier Übertragungsnetzbetreibern geklärt.

Zum zweiten Mal sind alle vier Übertragungsnetzbetreiber dieser Pflicht Ende August 2006 nachgekommen. Aufbau und Inhalt der Schwachstellenanalysen blieben unverändert. Ein Großteil der offenen Punkte aus den Schwachstellenanalysen 2005 wurde geklärt bzw. die zur Klärung eingeleiteten Maßnahmen wurden beschrieben und die Anmerkungen der Bundesnetzagentur wurden aufgenommen.

5. Verbraucherschutz

5.1 Überblick über die Rechtsgrundlagen

Das EnWG sowie die im Rahmen von §§ 18 Abs. 3 und 39 Abs. 2 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen enthalten wichtige Vorschriften zum Schutz der Verbraucher.

Nach § 31 EnWG haben Personen, Personenvereinigungen sowie Verbraucherzentralen und andere Verbraucherverbände die Möglichkeit, ein besonderes Missbrauchsverfahren einzuleiten, um das Verhalten eines Energieversorgungsnetzbetreibers überprüfen zu lassen.

Teil 4 des EnWG normiert in den §§ 36 bis 42 EnWG die Energielieferung an Letztverbraucher und regelt beispielsweise in § 36 EnWG die Pflicht zur Grundversorgung von Haushaltskunden und in § 38 EnWG die Ersatzversorgung mit Energie von Letztverbrauchern. Für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung legt § 41 EnWG vertragliche Mindestinhalte – aus Gründen des Verbraucherschutzes – fest. Darüber hinaus bestimmt § 42 EnWG die Pflicht zur Stromkennzeichnung, um dem Erfordernis einer transparenten Stromrechnung und einer umfassenden und verständlichen Verbraucherinformation gerecht zu werden.

Neben diesen ausdrücklichen Verbraucherschutzvorschriften, die z. T. über die behördlichen Eingriffsbefugnisse nach § 65 EnWG, z. T. primär zivilrechtlich durchgesetzt werden können, ist das Interesse des Verbrauchers an einer wettbewerbsfähigen, kostengünstigen und sicheren Versorgung mit Energie Kernauftrag und Maßstab des Handelns der Bundesnetzagentur.

Der Grundsatz der Entflechtung erforderte es, die Regelungen für den Netzanschluss von den Regelungen der Energieversorgung zu separieren. Aus diesem Grund wurden die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) und die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV) auf Grundlage der Verordnungsermächtigung in § 18 Abs. 3 EnWG und § 39 Abs. 2 EnWG in jeweils zwei Rechtsverordnungen, die Niederspannungsanschluss- (NAV) und die Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) sowie die Stromgrundversorgungs- (StromGVV) und die Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) aufgegliedert. Die Bundesnetzagentur hat das Gesetzgebungsverfahren zu den Nachfolgeregelungen der Allgemeinen Versorgungsbedingungen – NAV, NDAV, StromGVV und GasGVV – aus Verbrauchersicht begleitet.

5.2 Überwachung neuer Lieferanten, die Haushaltskunden mit Energie versorgen

Nach § 5 EnWG besteht für Energieversorgungsunternehmen gegenüber der Regulierungsbehörde eine Anzeigeverpflichtung, wenn sie die Belieferung von Haushaltskunden nach dem Inkrafttreten des EnWG am 13. Juli 2005 aufnehmen oder beenden oder nach diesem Zeitpunkt ihre Firma ändern. Diese Anzeigen werden von der Regulierungsbehörde geprüft und anschießend in einer ständig zu aktualisierenden Liste – die das Unternehmen und den Unternehmenssitz enthält – auf der Internetseite veröffentlicht. Hinsichtlich der Aussagefähigkeit der veröffentlichten Liste muss angemerkt werden, dass die Aufstellung nicht abschließend ist. Des Weiteren kann mit der Anzeige nach § 5 EnWG keine Aussage verbunden werden, inwieweit die veröffentlichten Energieversorgungsunternehmen regional oder bundesweit tätig sind, da die Vorschrift keinen Schwellenwert enthält, der geringfügige oder nur vorübergehend tätige Versorger von der Anzeigeverpflichtung befreit. Folglich sind formal auch Betreiber von Blockheizkraftwerken, Baustromver-

sorger sowie Energieversorger von Großveranstaltungen zur Anzeige der Energiebelieferung von Haushaltskunden i.S.d. EnWG verpflichtet.

Bisher haben 126 Energieversorgungsunternehmen für Elektrizität und 104 Energieversorgungsunternehmen für Gas die Energiebelieferung von Haushaltskunden angezeigt. In diesen Zahlen sind 75 Energieversorgungsunternehmen enthalten, die beide Energieträger anbieten.

Im Interesse einer geeigneten Verbraucherinformation werden deshalb nur Energieversorgungsunternehmen in die zu veröffentlichende Liste aufgenommen, deren Versorgungstätigkeit grundsätzlich von den Verbrauchern (Haushaltskunden) in Anspruch genommen werden kann. Bis dato enthält die veröffentlichte Liste 94 Elektrizitäts- und 89 Gasversorgungsunternehmen.

Für die Zukunft ist mit einer Verstärkung des Wettbewerbs durch weitere Anbieter auf dem Energieversorgungsmarkt – auch durch ausländische Energieversorgungsunternehmen – zu rechnen. Sollte § 5 Satz 2 EnWG als echte Verbraucherinformation und als Indikator für belebenden Wettbewerb dienen, so wäre eine Klarstellung hilfreich.

5.2.1 Verfahren

Auf Grundlage des § 5 Satz 4 EnWG kann die Bundesnetzagentur einem Energieversorgungsunternehmen die Energiebelieferung an Haushaltskunden jederzeit ganz oder teilweise untersagen. Voraussetzung ist, dass die personelle, technische oder wirtschaftliche Leistungsfähigkeit oder die Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung nicht gewährleistet ist.

Die Bundesnetzagentur hat seit Inkrafttreten des EnWG im Juli 2005 zwei Verfahren zur Untersagung der Tätigkeit der Energiebelieferung von Haushaltskunden eingeleitet. Beide Verfahren sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Stand zum Redaktionsschluss vom 12.07.2007) noch nicht abgeschlossen, in einem Fall steht der Abschluss des Verfahrens allerdings kurz bevor. In beiden Fällen hat die Anzeige der Energiebelieferung nach § 5 Satz 1 EnWG Zweifel an der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit entstehen lassen. Den Unternehmen wurde daraufhin die Möglichkeit gegeben, diese Zweifel auszuräumen. Nach Einleitung eines förmlichen Verfahrens wird die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Unternehmen derzeit anhand weiterer Unterlagen überprüft.

5.3 Allgemeiner Verbraucherschutz

Seit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes im Juli 2005 bietet die Bundesnetzagentur einen Verbraucherservice für Elektrizitäts- und Gaskunden an. Die zügige Einrichtung des Verbraucherservices Energie war dank der langjährigen Erfahrungen des Hauses in Sachen Verbraucherberatung auf den bisherigen Kerngebieten Telekommunikation und Post möglich.

Zeitgleich mit einem neuen Internetauftritt richtete die Bundesnetzagentur, als zentrale Anlaufstelle für Verbraucher, eine gemeinsame Verbraucherplattform für die Bereiche Energie, Telekommunikation und Post ein. Das webbasierte Informationsangebot für die Elektrizitäts- und Gaskunden umfasst Informationen zu häufig gestellten Fragen und zum besonderen Missbrauchsverfahren. Weiterhin werden den Energieverbrauchern ein energiewirtschaftliches Glossar und weiterführende Links zu Verfügung gestellt.

5.3.1 Verbraucherservice-Statistik von Juli 2005 bis April 2007

Der Verbraucherservice Energie zieht für die Jahre 2005 und 2006 folgende Bilanz: Seit 2005 erreichten den Verbraucherservice insgesamt 4 775 Anfragen und Beschwerden im Energiebereich (darin sind Unternehmens- bzw. Verbändeanfragen, welche direkt an die Energieabteilung gerichtet waren, nicht enthalten), davon war zu etwa 24 Prozent der Gas- und zu 76 Prozent der Strombereich betroffen. Schwerpunkt der Verbraucherbeschwerden war sowohl im Strom- (15,7 Prozent) als auch im Gasbereich (25,2 Prozent) die Erhöhung der Endkundenpreise. Im Strombereich waren darüber hinaus die laufenden Genehmigungsverfahren zu den Netznutzungsentgelten von Interesse für die Endverbraucher (15,7 Prozent). In diesem Zusammenhang wurde oftmals die Frage aufgeworfen, ob und in welchem Umfang die Kürzung der Netznutzungsentgelte an den Endverbraucher weitergegeben wird.

Die Anfragen und Beschwerden im Bereich Strom teilten sich im zurückliegenden Zeitraum wie folgt auf: (siehe Abbildung Seite 59)

Im Gasbereich stand neben den Gaspreisen insbesondere die Möglichkeit zu einem Gaslieferantenwechsel im Fokus der Endkundenanfragen (20 Prozent).

Die eingegangenen Anfragen und Beschwerden für den Gasbereich lassen sich wie folgt abbilden: (siehe Abbildung Seite 60)

Abbildung 4

Anfragen und Beschwerden im Strombereich (in Prozent)

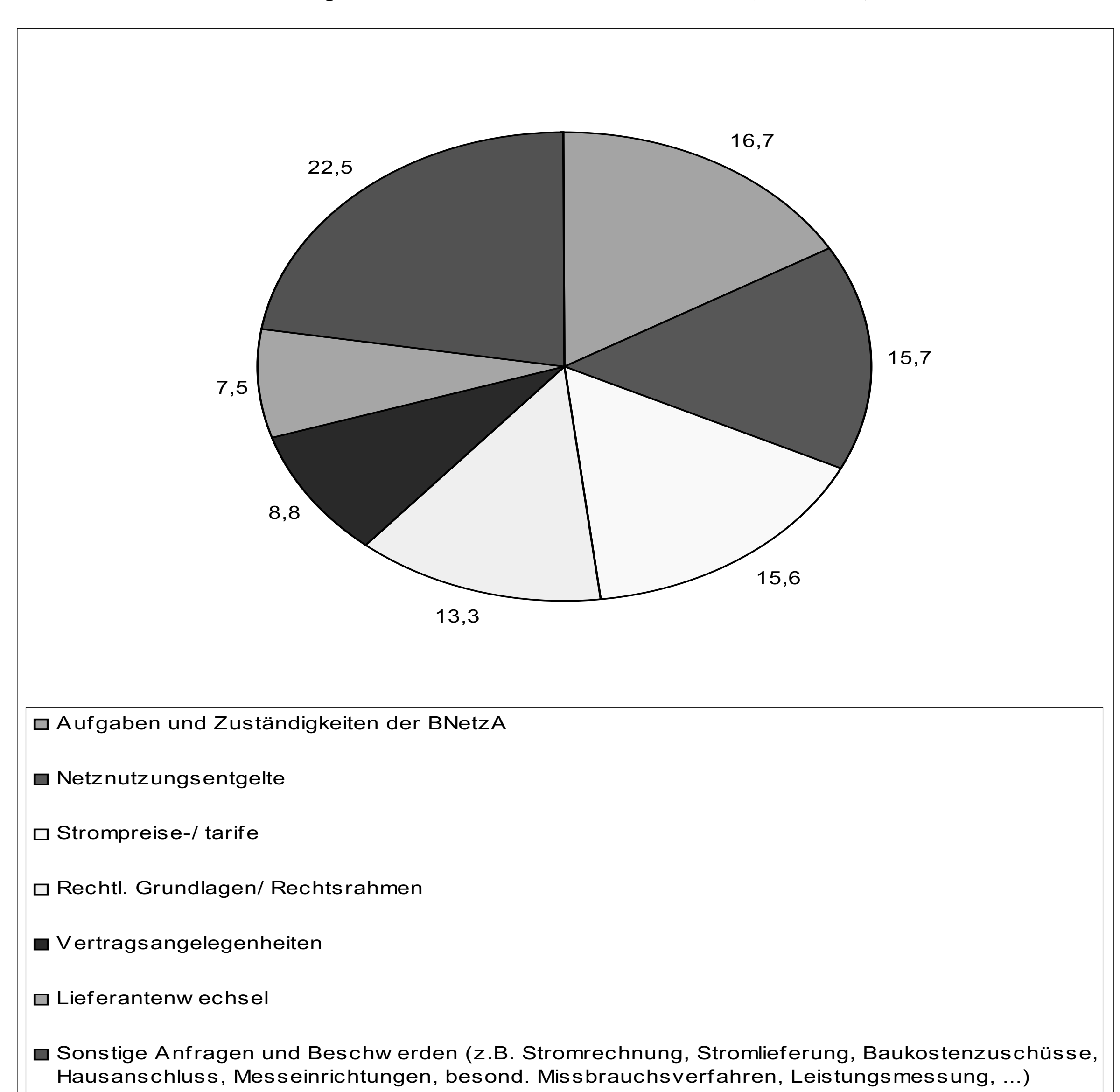


Abbildung 5



Anfragen und Beschwerden im Gasbereich (in Prozent)

Für das Jahr 2007 stehen neue Herausforderungen an, insbesondere im Hinblick auf die Ende 2006 in Kraft getretenen Verordnungen zur Regelung der Allgemeinen Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck sowie der Verordnungen über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Energie. Diese neuen Verordnungen haben für ein öffentliches Informationsbedürfnis gesorgt. Daraus ergab und ergibt sich für die Bundesnetzagentur die Aufgabe, die Energieverbraucher über diese Entwicklungen zu informieren. Hierzu soll auch ein Informationsaustausch mit den Verbraucherzentralen angestoßen werden.

5.3.2 Regeln für Energielieferungen an Letztverbraucher

Gemäß § 42 Abs. 1 i. V. m. § 118 Abs. 4 EnWG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen seit dem 15. Dezember 2005 verpflichtet, die Vorschriften zur Stromkennzeichnung nach dem EnWG anzuwenden. Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen nunmehr in oder als Anlage zu ihren Stromrechnungen an Letztverbraucher und in ihrem Werbematerial für den Stromverkauf den Anteil der einzelnen Energieträger an dem Gesamtenergieträgermix ausweisen. Die Stromkennzeichnung soll Letztverbraucher von Elektrizität darüber informieren, auf Basis welcher Energieträger die ihnen gelieferte Elek-

trizität erzeugt worden ist. Der Verbraucher kann sich somit neben den preislichen Merkmalen auch an den Umweltauswirkungen der eingesetzten Primärenergieträger orientieren. Derzeit existieren zwei Umsetzungshilfen zu den Stromkennzeichnungspflichten. Diese unterscheiden sich u. a. hinsichtlich der Empfehlung zur Bilanzierung der Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)-Strommengen und der Darstellung der Stromkennzeichnung.

Darüber hinaus sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemäß § 42 Abs. 6 EnWG verpflichtet, das Netzentgelt in ihren Rechnungen an Letztverbraucher gesondert auszuweisen. Gasversorger trifft eine solche Verpflichtung nicht.

Die Anforderungen des § 42 EnWG hinsichtlich der Stromkennzeichnung und der getrennten Ausweisung des Netzentgeltes werden nach wie vor uneinheitlich umgesetzt.

5.3.3 Verfahrensbeteiligung von Verbraucherorganisationen

Das EnWG ermöglicht Verbraucherorganisationen die Beteiligung oder auch die Einleitung von Verfahren bei der Bundesnetzagentur. Nach § 31 Abs. 1 Satz 4 EnWG können Verbraucherverbände oder Verbraucherzentralen einen besonderen Missbrauchsantrag bei der Regulierungsbehörde stellen, wenn Interessen von einer Vielzahl von Verbrauchern durch das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen erheblich berührt werden. Auf Antrag ist auch eine Beiladung an behördlichen Verfahren der Bundesnetzagentur gemäß § 66 EnWG möglich. Ebenfalls können Verbraucherorganisationen auf Antrag an Beschwerdeverfahren vor dem Beschwerdegericht Verbraucherorganisationen gemäß § 79 EnWG beigeladen werden.

Insofern eröffnet das EnWG den Verbraucherorganisationen verschiedene Möglichkeiten aktiv an den Verfahren der Beschlusskammern der Bundesnetzagentur mitzuwirken und die Interessen der Verbraucher zu vertreten. Bislang wurde von diesen Rechten jedoch noch kein Gebrauch gemacht.

5.4 Europäischer Verbraucherschutz

Die Bundesnetzagentur hat sich in den vergangenen Jahren auf europäischer Ebene durch ihre Mitarbeit in der ERGEG Customer Focus Group und den dazugehörenden Arbeitsgruppen Customer Protection Taskforce (Verbraucherschutz) und Customer Switching Taskforce (Lieferantenwechsel) aktiv für die Interessen der Verbraucher eingesetzt. Im Jahr 2006 wurden beispielsweise drei gemeinsame europäische Best-Practice-Empfehlungen zum Verbraucherschutz (Customer Protection Best Practice Proposition), zur Preistransparenz (Transparency of Prices Best Practice Proposition) und zum Lieferantenwechselprozess (Supplier Switching Process Best Practice Proposition) erarbeitet und veröffentlicht. Anfang 2007 wurden Best-Practice-Empfehlungen zum Lieferantenwechsel im Gasbereich erarbeitet und veröffentlicht. Weitere behandelte Themen umfassen beispielsweise die wettbewerblichen Auswirkungen von Endkundenpreisgenehmigungen und die Rolle von Smart Readers.

Teil B.I Verwaltungsverfahren und Organisation

1. Verwaltungsverfahren

1.1 Zuständigkeitsabgrenzung

Im Zusammenhang mit dem konkreten Verwaltungshandeln sind nicht nur Anforderungen des allgemeinen Verwaltungsrechts sondern auch die im EnWG getroffenen spezialgesetzlichen Anforderungen an das Verwaltungsverfahren zu beachten. Mehrfach aufgetreten sind Fragen der Abgrenzung der Zuständigkeit zu den Landesregulierungsbehörden (§ 54 EnWG) und zu den Kartellbehörden. Im Rahmen der Zusammenarbeit mit den Landesregulierungs- und den Kartellbehörden war z. B. auch der Umfang der gegenseitigen Informationspflichten Gegenstand der Diskussionen. Die begrifflich nicht immer ganz konsistente Abbildung der Aufgabenteilung zwischen den Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder, den nach Landesrecht im Übrigen zuständigen Behörden und den Kartellämtern im Gesetz (z. B. § 66 EnWG, § 79 Abs. 2 EnWG) hat gerade in der Anfangszeit zu erhöhtem Abstimmungsaufwand geführt. Als Vorfragen in Verwaltungsverfahren vor den Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder nehmen gerade mit zunehmender Entflechtung der Unternehmen Fragen der sachlich und örtlich zuständigen Behörde zu. Dies ist insbesondere bei Netzbetreibern der Fall, die mehr als ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz betreiben. Solche Konstellationen entstehen durch Netzübernahmen oder durch Kooperationen von Energieversorgungsunternehmen unter Beibehaltung der bisherigen Netzstruktur. Dadurch werden bisher eigenständige Netze mit unter 100 000 Kunden unter dem Dach eines gemeinsamen Netzbetreibers zusammengeführt, der Adressat der rechtlichen Verpflichtungen ist.

1.2 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

Sowohl bei der Vorlage von Unterlagen in Verwaltungsverfahren als auch im Zusammenhang mit den Berichtspflichten der Unternehmen nach dem EnWG wird die Bundesnetzagentur mit zum Teil umfangreichen Schwärzungen zum Schutz von „Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen“ konfrontiert. Die Überprüfung und Bewertung der Schwärzungen führt z. T. zu intensiven Auseinandersetzungen bis hin zu Gerichtsverfahren mit den beteiligten Marktparteien.

1.3 Verfahren zum Informationsfreiheitsgesetz

Seit Inkrafttreten des Informationsfreiheitsgesetzes (IFG) im Jahr 2006 sind auch im Bereich der Energieregulierung zahlreiche Anträge auf Zugang zu Informationen der Behörde gestellt worden. Soweit es nach Maßgabe des Gesetzes möglich war, sind die angeforderten Informationen schnell und auf dem vom Antragsteller gewünschten

Weg zur Verfügung gestellt worden. Auch im Bereich des IFG sind aber – zum Teil umfangreiche – Anträge gestellt worden, die den Zugang zu Daten zum Inhalt hatten, bei denen es sich möglicherweise um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handelt. Die in diesem Rahmen erforderliche Beteiligung der betroffenen Unternehmen und die Übermittlung geschwärzter Daten führen dazu, dass die Anträge nicht ohne beträchtlichen Verwaltungsaufwand und neben der eigentlichen Verwaltungstätigkeit auch nur mit einem erheblichen Zeitaufwand abgewickelt werden können.

1.4 Beiladungsfragen

Die Zahl der potentiell am Verfahren Beteiligten nach § 66 EnWG ist sehr hoch, da neben den zahlreichen Verbänden und Unternehmen der Energiewirtschaft auch Letztverbraucher-interessen durch die Entscheidung erheblich berührt sein können. Die Bundesnetzagentur nimmt hier im Einzelfall eine sorgfältige Abwägung der Belange der Betroffenen mit der gebotenen Effizienz der Verfahren vor. Auch in diesem Bereich ist es schon zu Beschwerden gekommen (Beschluss des OLG Düsseldorf vom 2. November 2006 Az. VI- 3 Kart 165/06 (V)) Im Rahmen der Beteiligtenrechte stellt sich unmittelbar die Frage des Vorhandenseins und Umgangs mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.

1.5 Organleihe

Durch Verwaltungsabkommen des Bundes mit den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Berlin nimmt die Bundesnetzagentur neben den eigenen Aufgaben auch die Aufgaben der Landesregulierungsbehörde der genannten Bundesländer war. Die Zahl der regulierten Unternehmen ist dadurch von 101 auf 256 (z. B. Entgeltgenehmigung Strom) und von 60 auf 220 (z. B. Entgeltgenehmigung Gas) gestiegen. Neben den Aufgaben der Landesregulierungsbehörde aus § 54 Abs. 2 EnWG führt die Bundesnetzagentur als Landesregulierungsbehörde auch die Gebührenverfahren (s. Punkt 3.) und die Beschwerde-verfahren für die Bundesländer durch.

2. Rechtsmittel

Die frühen Entwürfe des EnWG 2005 sahen ursprünglich nur die Einrichtung einer bundesweiten Regulierungsbehörde vor. Nachdem die Landesregulierungsbehörden in das Gesetz eingefügt wurden, war die Kompetenzverteilung zwischen den verschiedenen Behörden im Bereich der Energiewirtschaft neu zu ordnen. In laufenden Gerichtsverfahren von Bedeutung ist dabei der § 79 Abs. 2 EnWG. Aus der Parallelität der Vorschrift zu § 67 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) ergibt sich, dass im Interesse einer einheitlichen Rechtsanwendung die Bundesnetzagentur Beteiligte der Beschwerdeverfahren gegen Entscheidungen der Landesregulierungsbehörden ist. Diese Rechtsauffassung wird allerdings durch die zuständigen Oberlandesgerichte der Bundesländer uneinheitlich bewertet und bedarf daher der Klärung.

3. Gebühren und Beiträge nach dem EnWG

Durch die Novellierung des EnWG wurden neue Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur begründet. Die gebührenpflichtigen Amtshandlungen der Bundesnetzagentur sind Sachentscheidungen der Beschlusskammern, die in Form eines Beschlusses ergehen. Zu den in § 91 EnWG i. V. m. der Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz (Energiewirtschaftskostenverordnung – EnWGKostV) aufgeführten Leistungen wird darüber hinaus ein Gebührenbescheid nach § 91 EnWG erlassen.

Nach Etablierung einer gewissen Beschlusspraxis, gerade zu Verfahren nach § 23a EnWG, wird die Bundesnetzagentur Mitte 2007 mit der Vergebührung ihrer Amtshandlungen beginnen.

3.1 Gebührenerhebung bei originärer Zuständigkeit

Eine Differenzierung ergibt sich aus dem Umstand, dass die Beschlusskammern Sachentscheidungen als Bundesnetzagentur in originärer Zuständigkeit oder für die Landesbehörde im Wege der Organleihe treffen.

Gebührenbescheide der Bundesnetzagentur für Amtshandlungen in originärer Zuständigkeit ergehen nach § 91 EnWG i.V.m. dem Verwaltungskostengesetz des Bundes i. V. m. der EnWGKostV (Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem EnWG vom 14. März 2006.) Grundlage der Festsetzung ist eine aufwandsgerechte und nachvollziehbare Bemessung der mit der Amtshandlung verbundenen Kosten. Darüber hinaus kann die wirtschaftliche Bedeutung der Entscheidung in die Bestimmung der Gebührenhöhe einfließen.

3.2 Gebührenerhebung im Rahmen der Organleihe

Gemäß Verwaltungsabkommen haben die Länder Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen die Aufgaben aus Artikel 1 Abs. 1 des Verwaltungsabkommens auf die Bundesnetzagentur übertragen.

Für den übertragenen Aufgabenbereich ist das jeweilige Landesrecht, insbesondere das Haushalts-, Verwaltungsgebühren- und Verwaltungsverfahrensrecht des Landes anzuwenden, soweit sich aus dem Energiewirtschaftsgesetz und den auf Grund des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWGKostV) erlassenen Rechtsverordnungen nicht etwas anderes ergibt.

Die von der Bundesnetzagentur als Landesregulierungsbehörde erhobenen und durch die Bundeskasse vereinnahmten Gebühren sind durchlaufende Posten und werden komplett jeweils zum Ende des Quartals an die Länder abgeführt.

Für die Wahrnehmung der Aufgaben im Rahmen der Organleihe (Artikel 1 Abs. 1 des Verwaltungsabkommens i. V. m. § 54 Abs. 2 EnWG) stellt die Bundesnetzagentur

dem Land die Kosten in der Höhe in Rechnung, in der diese in eigener Zuständigkeit dem Kostenschuldner auf der Grundlage der EnWGKostV in der jeweils gelten Fassung festgesetzt hätte. Dies erfolgt unter Darstellung des Aufwandes und ggf. des ermittelten wirtschaftlichen Wertes auf der Grundlage des an den Kostenschuldner ergangenen Gebührenbescheides. Die aufkommenden Kosten werden den Ländern, unabhängig von dem Eingang der Zahlung, quartalsweise in Rechnung gestellt.

3.3 Beiträge

Eine Beitragsverordnung gemäß § 92 Abs. 3 EnWG ist bislang nicht in Kraft getreten.

4. Rolle und Organisation der Bundesnetzagentur

4.1 Aufgaben und Struktur

Am 13. Juli 2005 ist als Teil des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts das neue EnWG in Kraft getreten. Ziel des Gesetzes ist die Schaffung von diskriminierungsfreiem Netzzugang sowie fairen und effizienten Netzentgelten bei möglichst sicherer, preisgünstiger, verbraucherfreundlicher, effizienter und umweltverträglicher leitungsgebundener Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Es regelt insbesondere die Regulierung und Entflechtung des Netzbetriebs auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt.

Mit dieser Neuordnung des deutschen Energiewirtschaftsrechts werden die Richtlinien 2003/55/EG und 2003/54/EG der EG[4] in nationales Recht umgesetzt.

Kern des neuen EnWG ist die Einsetzung einer Regulierungsbehörde für die Strom- und Gasnetze. Die Regulierungszuständigkeit ist nach dem EnWG zwischen Bund und Ländern aufgeteilt. Auf Seiten des Bundes wird dabei die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur), auf Seiten der Länder jeweils eine Landesregulierungsbehörde tätig (siehe unten).

Gemäß § 54 Abs. 3 EnWG ist die Bundesnetzagentur allgemeine Vollzugsbehörde des Energiewirtschaftsgesetzes und originär zuständig für Übertragungs- und Fernleitungsnetze.

Die den Ländern als eigene Angelegenheit im Sinne von Artikel 83 GG zugewiesenen Aufgaben sind in § 54 Abs. 2 EnWG aufgezählt. Hierzu zählen – jeweils für Verteilernetze – insbesondere die Entgeltregulierung (§§ 23a, 21a EnWG), die besondere Missbrauchsaufsicht einschließlich der Vorteilsabschöpfung (§§ 30 f, 33 EnWG), die Überwachung der Entflechtung integrierter Energieversorger (§§ 6 bis 10 EnWG), die Überwachung der Vorschriften zum Netzanschluss (§§ 17 bis 19 EnWG), Feststellungen zum Vorliegen von Objektnetzen, die gemäß § 110 EnWG weitgehend von den Rechtsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes ausgenommen sind, sowie die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Verteilernetzbetreiber und der Gasfernleitungsnetzbetreiber (§§ 14 bis 16a EnWG). Die Landeszuständigkeit setzt voraus, dass das Netz nicht über die Grenze eines Landes hinausreicht und dass weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

Des Weiteren übt die Bundesnetzagentur solche Kompetenzen aus, deren bundeseinheitliche Wahrnehmung zur Gewährleistung einer effizienten Marktaufsicht von besonderer Bedeutung ist. Hierzu zählen u. a. das Monitoring zur Herstellung von Markttransparenz (§ 35 EnWG), die Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission und den Regulierungsbehörden anderer EU-Mitgliedsstaaten (§ 57 EnWG), die Unterrichtung der Öffentlichkeit über den Stand der Liberalisierung auf den Energiemärkten (§ 63 EnWG) sowie die Entwicklung des Systems der Anreizregulierung.

Die Bundesnetzagentur nimmt auch die in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel den Regulierungs-behörden der Mitgliedstaaten übertragenen Aufgaben wahr (§ 56 EnWG).

Gemäß § 5 Abs. 1 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Tele-kommunikation, Post und Eisenbahnen wurde bei der Bundesnetzagentur ein Beirat gebildet. Er besteht aus jeweils 16 Mitgliedern des Deutschen Bundestages und 16 Vertretern des Bundesrates; die Vertreter oder Vertreterinnen des Bundesrates müssen Mitglieder einer Landesregierung sein oder diese politisch vertreten. Die Mitglieder des Beirates und die stellvertretenden Mitglieder werden jeweils auf Vorschlag des Deutschen Bundestages und des Bundesrates von der Bundesregierung berufen. Nach § 60 EnWG berät der Beirat die Bundesnetzagentur bei der Erstellung der Berichte nach § 63 Abs. 3 bis 5 EnWG.

Die Regulierungsentscheidungen der Bundesnetzagentur werden im Wesentlichen von Beschlusskammern getroffen (§ 59 Abs. 1 EnWG). Sie entscheiden in der Besetzung mit einem oder einer Vorsitzenden und zwei Beisitzern. Die Mitglieder der Beschlusskammern dürfen weder ein Unternehmen der Energiewirtschaft innehaben oder leiten noch dürfen sie Mitglied des Vorstandes oder Aufsichtsrates eines Unternehmens der Energiewirtschaft sein.

Die Bundesnetzagentur hat ihren Sitz in Bonn und ist eine Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Damit untersteht sie der Rechts- und Fachaufsicht des Bundesministeriums. Allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für den Erlass oder die Unterlassung von Verfügungen sind zur Herstellung von Transparenz wegen ihrer grundsätzlichen Bedeutung mit Begründung im Bundesanzeiger zu veröffentlichen (§ 61 EnWG).

---

[4] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG; Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.

Abbildung 6

Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung

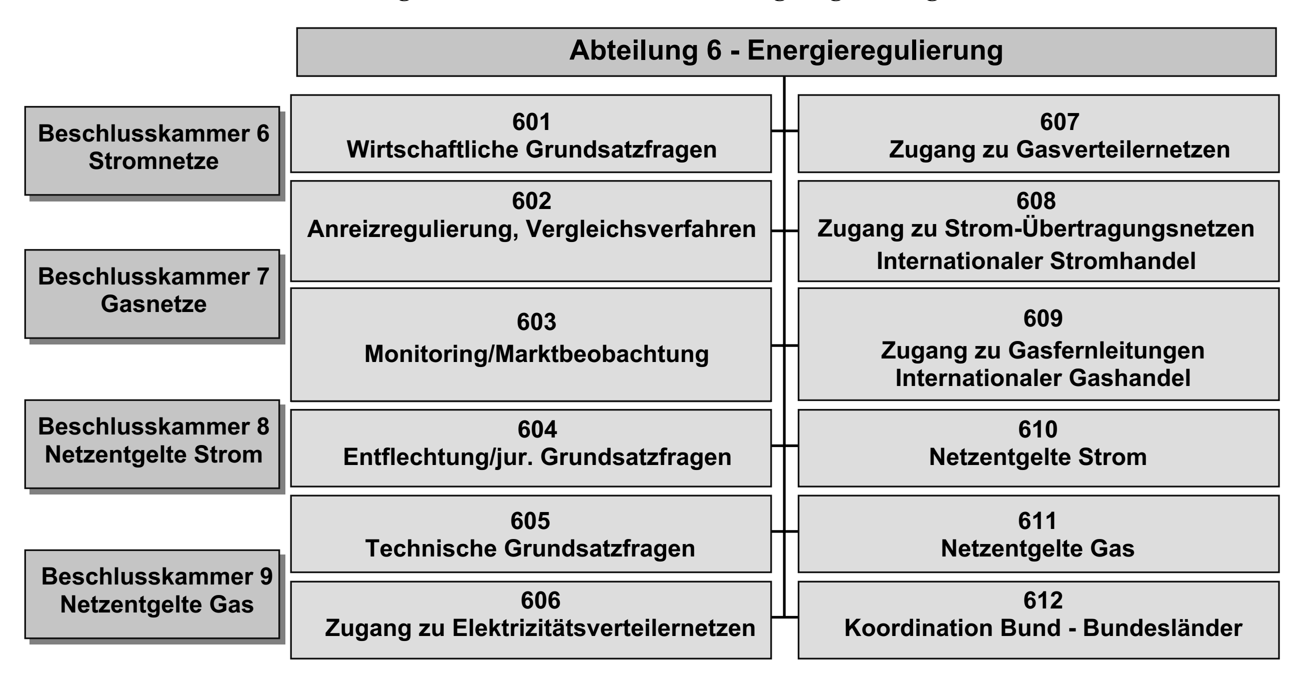


Abbildung 6 zeigt den organisatorischen Aufbau der Energieregulierung in der Bundesnetzagentur. Sie wird von vier Beschlusskammern und zwölf Fachreferaten wahrgenommen.

4.2 Personalmanagement

Ein modernes Personalmanagement nimmt bei der Bundesnetzagentur einen hohen Stellenwert ein. Der optimale Einsatz der personellen Ressourcen in Zeiten einer immer angespannteren Planstellensituation hat dabei ebenso überragende Bedeutung wie die Gewinnung qualifizierten neuen Personals.

Der Bundesnetzagentur ist es gelungen, für die neuen Bereiche Energie- und Eisenbahnregulierung aus einer Gruppe von mehreren tausend Bewerberinnen und Bewerbern für alle Ebenen hervorragende Beschäftigte zu gewinnen. Bei der Auswahl wurde der Fokus nicht nur auf außerordentlich gute Fachkenntnisse gerichtet, sondern zusätzlich auf die Fähigkeit, komplexe neue Aufgaben, deren Strukturen noch nicht in allen Teilen definiert waren oder sind, in einem Team zügig zu strukturieren und mit einem guten Gespür für die praktischen Anforderungen der Märkte und ihrer Mechanismen kompetent in Angriff nehmen zu können. Den gleichen Anforderungen werden auch die Kräfte gerecht, die im Rahmen der personalwirtschaftlichen Möglichkeiten für die übrigen Aufgabenbereiche eingestellt wurden.

Für ihre in allen Bereichen stark interdisziplinär geprägte Tätigkeit beschäftigt die Bundesnetzagentur insgesamt rund 2 400 Spezialisten der verschiedensten Richtungen wie Juristen, Ökonomen, Ingenieure verschiedener Fachrichtungen, Mathematiker, Informatiker, Verwaltungsfachleute u. a..

Bereits seit 1999 stellt die Bundesnetzagentur auch Ausbildungsplätze zur Verfügung. In 2006 konnten insgesamt zehn junge Leute eine Ausbildung zu Fachangestellten für Bürokommunikation an den Standorten der Zentrale in Bonn und Mainz beginnen. Im Rahmen der seit dem Jahr 2003 angebotenen Ausbildung zu Elektronikerinnen/Elektronikern für Geräte und Systeme wurden insgesamt 16 neue Ausbildungsplätze geschaffen, die sich auf die Standorte Göttingen, Bremen und Magdeburg verteilen. Damit wurden 2006 in der Bundesnetzagentur insgesamt 79 junge Menschen in diesen beiden Berufen ausgebildet.

4.3 Haushalt

Die Einnahmen und Ausgaben der Bundesnetzagentur werden im Bundeshaushalt veranschlagt (Einzelplan 09, Kapitel 0910).

Ende Dezember 2006 lag der Stand der Einnahmen bei Minus 33 314 Euro. Für die negativen Abweichungen vom Haushaltssoll sind umfangreiche Erstattungen in den Bereichen Zuteilung von Ortsnetzrufnummern und Frequenznutzungsbeiträge (sog. TKG-Beiträge), sowie Einnahmeverschiebungen in das Folgejahr ursächlich.

Abbildung 7

Haushaltspläne

Einnahmeart	Soll 2005 Tsd. €	Ist 2005 Tsd. €	Soll 2006 Tsd. €	Ist 2006 Tsd. €	Soll 2007 Tsd. €
Gebühren, Beiträge und sonstige Entgelte im Bereich Telekommunikation	93.450	155.453	71.390	– 34.753	172.635
Gebühren und sonstige Entgelte nach Nr. 3 des Postgesetzes	90	139	100	123	111
Gebühren und Auslagen nach dem Bundeseisenbahnverkehrs-verwaltungsgesetz	0	0	0	53	254
Gebühren und Beiträge nach dem Energiewirtschaftsgesetz	0	0	0	0	500
Weitere Verwaltungseinnahmen, Miete, Verkauf	890	2.396	1.060	1.256	1.106
Verwaltungseinnahmen	**94.430**	**157.988**	**72.550**	**-33.321**	**174.606**
Übrige Einnahmen	15	10	17	7	4
Gesamteinnahmen	**94.445**	**157.998**	**72.567**	**-33.314**	**174.610**

Einnahmeseite für die Haushaltsjahre 2005, 2006 (Soll und Ist) und 2007(Haushaltsplan)

Abbildung 8

Haushaltspläne

Ausgabeart	Soll 2005 Tsd. €	Ist 2005 Tsd. €	Soll 2006 Tsd. €	Ist 2006 Tsd. €	Soll 2007 Tsd. €
Personalausgaben	88.440	88.353	104.419	101.526	102.679
Sächliche Verwaltungsausgaben, Zuweisungen	32.471	29.915	32.096	32.986	35.084
Investitionen	11.515	11.533	10.953	7.830	9.787
Gesamtausgaben	**132.426**	**129.801**	**147.468**	**142.342**	**147.550**

Ausgabenseite für die Haushaltsjahre 2005, 2006 (soll und Ist) und 2007 (Haushaltsplan)

5. Zusammenarbeit mit Landesregulierungsbehörden, Zusammenarbeit mit dem Bundeskartellamt

5.1 Zusammenarbeit mit den Landesregulierungsbehörden

Die Verantwortung für die Regulierung der Energieversorgungsnetze in Deutschland ist auf die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden verteilt. Der gemäß § 60a EnWG bei der Bundesnetzagentur zu bildende Länderausschuss ist beauftragt, eine bundeseinheitliche Regulierungspraxis zu gewährleisten. Im Berichtszeitraum ist der Länderausschuss bereits zu elf Sitzungen zusammengekommen. Thematisiert wurden dabei sowohl Fragestellungen der Entgeltgenehmigungsverfahren als auch das Konzept der Anreizregulierung. Zwischen Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden besteht ein reger Informationsaustausch über laufende Verfahren der Landesregulierungsbehörden und der Bundesnetzagentur. Im Rahmen abgeschlossener Organleiheverträge hat die Bundesnetzagentur Tätigkeiten einzelner Landesregulierungsbehörden im Bereich der Energieregulierung übernommen. Von dieser Möglichkeit machen die Bundesländer Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen Gebrauch.

5.2 Zusammenarbeit mit dem Bundeskartellamt

Mit dem Bundeskartellamt arbeitet die Bundesnetzagentur in fachlichen Themenbereichen der Energieregulierung eng zusammen. Den gesetzlichen Vorgaben folgend findet gemäß § 58 Abs. 1 EnWG ein gegenseitiger Informations- und Konsultationsprozess über laufende Verfahren statt; soweit vom Gesetzgeber vorgesehen wird dabei Einvernehmen hergestellt. Gemäß § 58 Abs. 3 EnWG wirken beide Behörden auf eine einheitliche Auslegung und den Zusammenhang mit dem GWB wahrende des EnWG hin. Der von der Bundesnetzagentur zu erstellende Benchmarkbericht, welcher der Europäischen Kommission bis zum Jahr 2009 jährlich und danach alle zwei Jahre durch die Bundesnetzagentur unterbreitet wird, wurde gemäß EnWG in enger Zusammenarbeit mit dem Bundeskartellamt abgestimmt und konsultiert.

6. Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)

Die Bundesnetzagentur ist bei der Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß § 64 EnWG wissenschaftlich zu unterstützen und hat hierzu den Wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) eingesetzt.

Die Mitglieder dieses Gremiums verfügen über ausgewiesene Kenntnisse auf wissenschaftlichem, volkswirtschaftlichem, betriebswirtschaftlichem, sozialpolitischem und rechtspolitischem Gebiet.

Bei den Vorbereitungen von Entscheidungen hat der Wissenschaftliche Arbeitskreis der Bundesnetzagentur richtungweisende Anstöße und Hilfestellungen gegeben.

Der Arbeitskreis tagt im Regelfall alle zwei Monate unter Teilnahme des Präsidiums, der Abteilungsleiter, Beschlusskammern, sowie Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Auf Grund vermehrter Anforderungen treffen sich zudem die Wissenschaftler der einzelnen Sparten in jeweils unterschiedlicher Zusammensetzung um z. B. Studien bzw. Stellungnahmen zu aktuellen Themen auszuarbeiten.

In den WAR-Sitzungen wurden im Berichtszeitraum u. a. folgende Themen behandelt:

- Anreizregulierung
  Sachstandsbericht Anreizregulierung insbesondere Referenzbericht „Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung“
- Stellungnahme des WAR zum Positionspapier der Bundesnetzagentur und der (Energie-) Regulierungsbehörden der Länder zu Einzelfragen der Netzentgeltkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung. Zusätzlich wurden die Sicherstellung der Versorgungsqualität sowie die rechtlichen Begriffe Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit erörtert.
- Engpässe im Übertragungsnetz durch Anschluss neuer Kraftwerke
- Gasnetzzugangsmodell
- Organisationstheoretische Anknüpfungspunkte für eine angemessene Ausstattung einer hinsichtlichen Organisation, Entscheidungsgewalt und Ausübung des Netzgeschäftes unabhängigen Netzgesellschaft (§ 8 Abs. 1 EnWG).
- Stellungnahme zur Untersagung des Einzelbuchungsmodells beim Gasnetzzugang

Zudem hat der WAR zu den Energiethemen die Stellungnahmen

- Regeln zum Anschluss neuer Kraftwerke und zur Netznutzung bzw.
- Anreizregulierung im Energiesektor

auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Teil C.I Allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Allgemeine Weisungen des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sind im Berichtszeitraum nicht ergangen.

Teil D.I Anhang

Anhang 1
Glossar

Elektrizität und Gas

Begriff	**Definition**
Ersatzversorger	Der Ersatzversorger ist der Grundversorger (vgl. § 38 EnWG).
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grund-versorger geliefert (vgl. § 38 EnWG).
Grundversorger	Grundversorger ist jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Er ist verpflichtet, alle Haushaltskunden zu den veröffentlichten Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen zu versorgen (vgl. § 36 EnWG).
Grundversorgung	Die Grundversorgung ist die Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen (vgl. § 36 EnWG).
Investitionen	Wert der aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen im Geschäftsjahr, d. h. Ersatz- und Neuinvestitionen (einschl. aktivierbarer Großreparaturen und aktivierter geringwertiger Wirtschaftsgüter sowie selbst erstellter und im Bau befindlicher Anlagen). Nicht berücksichtigt werden die Anzahlungen auf Anlagen, sofern sie nicht bereits aktiviert wurden, Investitionen in Zweigniederlassungen im Ausland, Zugänge durch den Kauf ganzer Unternehmen oder Betriebe, die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten, Umbuchungen aus Anlagekonten auf andere Anlagekonten, der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen) sowie der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. (vgl. Statistisches Bundesamt).
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Dies umfasst somit nicht Aus-/Ein- und Umzüge.
„Verbundene Unternehmen“ i. S. d. § 15 AktG:	Verbundene Unternehmen sind rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verrechnungsentgelt	Das Verrechnungsentgelt beinhaltet die Aufwendungen für die technisch notwendige Messeinrichtung sowie für Ablesung und Abrechnung pro Zählpunkt.
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28. April 1998) am 29. April 1998

Elektrizität

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV und § 2 StromNEV. Ergänzend hierzu gelten folgende Definitionen:

Begriff	**Definition**
Anschluss	Anschluss umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.
Baseload	Grundlast. Kennzeichnet den Lasttyp für Stromlieferung oder Strombezug von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages der Lieferperiode. (vgl. www.eex.de)
Brutto-Leistung	Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. (vgl. VDEW)
Bruttostromerzeugung	Die Bruttostromerzeugung ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorenklemmen einer Erzeugungseinheit, d. h. einschließlich des Eigenverbrauchs der Erzeugungseinheit. (vgl. Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt)
Dauer der Anschlussherstellung	Die Dauer zur Herstellung des Anschlusses ist die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertig-stellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Stromlieferung aufgenommen werden könnte. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde.
Dauerleistung	Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Anm.: Die Dauerleistung kann z. B. mit den Jahreszeiten (z. B. auf Grund der Kühlwasserbedingungen) schwanken. (vgl. VDEW)
Eigenverbrauchsleistung	Die Eigenverbrauchsleistung einer Erzeugungseinheit ist die elektrische Leistung, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. (vgl. VDEW)
Engpass Verteilernetz	Engpass ist der Engpass im Sinne des § 15 StromNZV.
Erzeuger	Unternehmen, die eigene Kraftwerke betreiben und damit Strom erzeugen (vgl. www.energate.de)
Erzeugung	Produktion von Elektrizität (vgl. www.energate.de)
Erzeugungseinheit	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln. (vgl. VDEW)
Explizite Auktion	Im Rahmen der expliziten Auktion wird die zur Verfügung stehende Kapazität an die Marktteilnehmer vergeben, die im Rahmen einer Auktion die höchsten Gebote für diese Kapazität abgegeben haben (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006).
Interkonnektoren	Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen
Kleingewerbe	Gewerbekunden mit einer jährl. Stromabnahmemenge von bis zu 50 MWh
Kraftwerk	Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. (vgl. VDEW)
Leistungsfaktor	Der Leistungsfaktor als elektrische Größe ist ein Maß dafür, in welchem Umfang Erzeuger und Verbraucher das Elektrizitätsversorgungsnetz neben der verwertbaren Wirkleistung auch mit so genannter Blindleistung belasten. Der Leistungsfaktor kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen; im Idealfall, d. h. ohne Blindbelastung, beträgt der Leistungsfaktor 1.

noch Elektrizität

Begriff	**Definition**
Nennleistung	Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein – bei Normalbedingungen erreichbarer – Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung. (vgl. VDEW)
Netto-Leistung	Die Netto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebs, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. (vgl. VDEW)
Nettostromerzeugung	Die Nettostromerzeugung eines Kraftwerkes ist die um den Eigenverbrauch verminderte Bruttostromerzeugung. (vgl. Stat. Landesamt Sachsen-Anhalt)
Netto-Stromverbrauch	Die vom Verbraucher genutzte elektrische Arbeit nach Abzug des Eigenbedarfs der Kraftwerke und der Übertragungs- bzw. Netzverluste (vgl. www.gipsprojekt.de)
Net Transfer Capacity	Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Sicherheitsmarge) (vgl. Transmission Code 2003)
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems (z. B. eines EVU) sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit. (vgl. VDEW)
(n-1)-Kriterium	Das Netz muss so betrieben werden, dass der Ausfall eines einzigen Betriebsmittels, z. B. einer Leitung, die Sicherheit des Verbundbetriebes nicht gefährden darf. Diese Regel wird als (n-1)-Kriterium bezeichnet. Diese Regel besagt auch, dass im Falle eines Verlustes der (n-1)-Sicherheit das Netz in der Lage sein muss, mit dieser Situation fertig zu werden und den (n-1)-sicheren Betriebszustand so bald wie möglich wieder herzustellen, um eine eventuelle neue Störung beherrschen zu können. (vgl. UCTE, TransmissionCode 2003)
Redispatching	Hierbei wird der Kraftwerkseinsatz (Dispatching) entsprechend bestehen-der oder drohender Netzengpässe an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, können die Übertragungsnetzbetreiber die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigen.
Total Transfer Capacity (TTC)	Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003)
Transmission Reliability Margin (TRM)	Sicherheitsmarge (vgl. Transmission Code 2003)
Use-it-or-lose-it-Prinzip	Die erworbene Kapazität muss für die Übertragung von Elektrizität genutzt werden. Anderenfalls wird sie dem Markt wieder zur Verfügung gestellt. Dabei verliert der Käufer die Kapazität, ohne dass sein Verlust kompensiert wird.
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird.

Gas

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 GasNZV und § 2 GasNEV. Ergänzend hierzu gelten folgende Definitionen:

Begriff	**Definition**
Anschlüsse	Unter Anschlüsse wird zum einen der Hausanschluss verstanden und zum anderen Einbindungen von neuen Rohrleitungen, die als Anschlussverbindung verstanden werden. Der Hausanschluss verbindet die Hauptrohrverbindung (Verteilungsleitung) mit der Hausinstallation (Kundenanlage) und endet mit der Hauptabsperreinrichtung (Hauptabsperrhahn). Ist eine Druckregelung für das Gebäude erforderlich, so gehört das Druckregelgerät zum Hausanschluss. Anschlüsse sind im Sinne dieser Definition auch Einbindungen von Rohrleitungen, die für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerke usw. gebaut wurden.
Arbeitsgasvolumen	Der Anteil des Speicherhohlraums, welcher dem Speicherkunden bei einer Bestellung zur Verfügung gestellt wird.
Ausspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz des Netzbetreibers an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze des Netzbetreibers ausgespeist werden kann, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen (vgl. dazu § 3 Nr. 1b EnWG).
Beistellung	Die Beistellung ist eine Marktöffnungsregelung, die bereits in der energiewirtschaftlichen Praxis zu Beginn der Liberalisierung 1998 bis zur fortschreitenden Anwendung der Verbändevereinbarung II im Strombereich durchgeführt worden ist. Im Rahmen der Beistellung beliefert der bisherige Versorger den Kunden im Auftrag des neuen Lieferanten, der die Energie bei dem Altversorger erwirbt, um sie an seinen Kunden zu verkaufen. Der Wettbewerber schließt hierfür mit dem Altversorger einen Beistellungsvertrag ab.
Datenformat	Festgelegte Spezifikation innerhalb der Datenverarbeitung, wie Daten beim Laden und Speichern programmtechnisch interpretiert werden. Gemeint sind Datenformate einschließlich Dateiformate, die zur (automatisierten) Übermittlung von Informationen (bspw. Nominierungen, Mengenabrechnungen) zwischen den Marktpartnern verwendet werden. Hierzu können z. B. die Verwendung eines EDIFACT-Standards, die Nutzung des CSV- oder XML-Formats zählen.
Dauer der Anschlussherstellung	Die Dauer zur Herstellung der Anschlüsse ist die Zeitspanne vom Beginn der Tiefbauarbeiten (Rohrgraben-/Kopflöcherherstellung usw.) bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme (Verlegung der Rohrleitung, Druckprobe, Vermessen der Rohrleitung usw.). Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde.
Dauer von Reparaturen	Die Dauer der Reparatur beginnt mit dem Zeitpunkt der Instandsetzung und endet mit der Fertigstellung in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Reparatur ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage an denen tatsächlich an der Reparatur effektiv gearbeitet wurde. Ggf. können Zeiten der Fehlerdiagnose anteilig mit zur Reparaturzeit eingerechnet werden, wenn diese Bestandteil und zeitlich direkt im Vorfeld der Reparatur standen.
Druckstufe	Bestimmter Bereich des Fließdrucks strömenden Gases in einem Rohrleitungssystem, der bei Betrieb unter normalen Betriebsbedingungen auftritt.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen. (vgl. dazu § 3 Nr. 13b EnWG).
Fernleitungsnetz	Gasrohrleitungssystem, das dazu dient, den Transport von Gas zum Zwecke der Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Im Gegensatz zu dem Verteilernetz dient das Fernleitungsnetz vorrangig der Weiterleitung von Gas zur Abgabe an Weiterverteiler oder nachgelagerte Gasversorgungsnetze des Netzbetreibers. Dagegen kommt der unmittelbaren Ausspeisung von Gas an den Letztverbraucher nur eine nachrangige Bedeutung zu. (vgl. dazu § 3 Nr. 20 EnWG)

noch Gas

Begriff	Definition
Gesamtes Speicher-volumen	Summe aus maximal zulässigem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen
Geschäftsdaten	Prozessgesteuerte Daten eines Unternehmens, wie z. B. Bestellungen, Rechnungen.
Grundversorger	Gasversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas durchführt. (vgl. § 1 Abs. 3 GasGVV)
H-Gas	H-Gas ist ein Gas der 2. Gasfamilie mit höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³. Gefördert wird H-Gas zum Beispiel in den GUS-Staaten, Norwegen oder auch Dänemark.
Hausanschluss	Der Hausanschluss verbindet das Verteilungsnetz mit der Kundenanlage, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus Hausanschlussleitung, ggf. Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und ggf. Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Hausanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Hausanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist. (AVBGasV §10 (1))
Hub	Netzknotenpunkt, Ort des Zusammentreffens verschiedener Leitungen (Pipelines, Stromleitungen etc.) (vgl. www.energate.de)
Kissengas	Der Anteil am Speicherhohlraum, welcher immer mit Gas gefüllt sein muss, um den Betrieb des Speichers sicherzustellen und aufrecht zu erhalten.
Kleingewerbe	Gewerbekunden mit einer jährlichen Gasabnahmemenge von bis zu 300 MWh
L-Gas	L-Gas ist ein Gas der 2. Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis 13,0 kWh/m³. Gefördert wird L-Gas zum Beispiel in den Niederlanden oder in Norddeutschland.
Lieferant	Ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas gerichtet ist.
Maximales Arbeitsgas-volumen	Der maximale Anteil am Speicherhohlraum, welcher vom Speicherbetreiber vermarktet werden kann.
Messstellenbetreiber	Messstellenbetreiber ist derjenige, der für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messeinrichtungen sowie das Ablesen (Messen) verantwortlich ist. Laut § 21b Abs. 1 EnWG sind Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen sowie die Messung der gelieferten Energie Aufgabe des Netzbetreibers, soweit keine anderweitige Vereinbarung nach Absatz 2 oder 3 getroffen worden ist.
Netzzugangs-verweigerung	Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage.
Normkubikmeter	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Physikalischer Netzengpass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.
Reparatur	Unter Reparatur (Instandsetzung) wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird.
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang wirtschaftlich verstanden. Es geht also nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet.

noch Gas

Begriff	**Definition**
Stammdaten	Grunddaten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählernummer.
Standard-Hausanschlüsse	Unter einem Standard-Hausanschluss ist die technisch standardisierte, üblicherweise vom Netzbetreiber ausgeführte Variante eines Gashausanschlusses zu verstehen. Dies umfasst die hauptsächliche Verwendung des standardisierten Materials ohne das Auftreten oder Vorhandensein von besonderen Erschwernissen, wie z. B. Durchbruch durch alte Fundamente, Dükerung, Grundwasserabsenkung, Kreuzungen usw. oder Sonderlängen. Ein typischer Leitungs- und/oder Druckbereich für einen Standard-Gasanschluss wird an dieser Stelle nicht angegeben, da dieser bei jedem Netzbetreiber variiert.
Übertagespeicher	Übertagespeicher bestehen zumeist aus oberirdisch vorhandenen Behältern, die Erdgas in gewissen Mengen und Drücken speichern können. Zu den Übertagespeichern zählen unter anderem Kugelspeicher, Röhrenspeicher, Flüssigerdgasanlagen und Scheibengasbehälter.
Untertagespeicher	Untertagespeicher sind unterirdische behälterlose Lagerungen von Gasen und Flüssigkeiten in der Erdkruste. Zu den Untertagespeichern zählen zum einen die Porenspeicher – wie ehemalige Gaslagerstätten oder Aquiferspeicher – und zum anderen die Kavernenspeicher.
Verteilernetz	Gasrohrleitungssystem, das dazu dient, den Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze zum Zwecke der Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Im Gegensatz zum Fernleitungsnetz erfüllt das Verteilernetz vorrangig die Funktion der Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher. Dagegen kommt der Funktion der Abgabe von Gas an andere Gasversorgungsnetze nur eine nachrangige Bedeutung zu. (vgl. dazu § 3 Nr. 29b EnWG)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss zu Abrechnungszwecken messtechnisch erfasst wird (Definition i. S. d. Monitoring nach § 35 EnWG)

Anhang 2

Abkürzungsverzeichnis

8KU	Interessengemeinschaft von acht Energieunternehmen
a. a. O.	am angegebenen Ort
a. F.	alte Fassung
a	Jahr
Abs.	Absatz
AEG	Allgemeines Eisenbahngesetz
AFuG	Amateurfunkgesetz
AGS	Amtlicher Gemeinde Schlüssel
AK	Arbeitskreis
AktG	Aktiengesetz
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ATC	Available Transfer Capacity
AVBEltV	Verordnung über Allg. Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
AVBGasV	Verordnung über Allg. Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAM	Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung
BAPT	Bundesamt für Post und Telekommunikation
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BMPT	Bundesministerium für Post und Telekommunikation
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNE	Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	cirka
CEER	Council of European Energy Regulators
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CRE	Commission de Régulation de l`Énergie
CSV	Character Separated Values
ct	Cent
d. h.	das heißt
d	Tage
DACF	Day Ahead Congestion Forecast

DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DuM	Richtlinie zur Daten- und Mengenbilanzierung
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.
EDIFACT	(UN) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EFET	European Federation of Energy Traders
EG	Europäische Gemeinschaft
EIBV	Eisenbahninfrastrukturbenutzungsverordnung
EMV	Vorschriften zur elektromagnetischen Verträglichkeit
EMVG	elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnWGKostV	Energiewirtschaftskostenverordnung
EQS TF	Electricity Quality of Supply Task Force
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas
ERI	Electricity Regionale Initiatives
etc.	et cetera
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EVU	Energieversorgungsunternehmen
f.	folgende
ff.	fortfolgende
FNB	Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen
FTEG	Gesetz über Funkanlagen und Telekommunikationsendeinrichtungen
GasGVV	Gasgrundversorgungsverordnung
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GEODE	European Group of Energy Distribution
ggf.	gegebenenfalls
GIS	Geografisches Informationssystem
GSM	Global System for Mobile Communications
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
h	Stunden

HGB	Handelsgesetzbuch
HS	Hochspannung
Hz	Hertz
i. S. d.	im Sinne des
i. S. v.	im Sinne von
i. V. m.	in Verbindung mit
i. w.	im wesentlichen
IDW	Deutsches Institut der Wirtschaftsprüfer
IEB TF	Information Exchange und Benchmarking Task Force
IFG	Informationsfreiheitsgesetz
inkl.	inklusiv
insb.	insbesondere
ISO	International Organisation for Standardization
k. A.	keine Angabe
KK	Konsultationskreis
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh/m^3	Kilowattstunde pro Kubikmeter
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquefied Natural Gas
LTRM	Long Term Reference Model
m^3/h	Kubikmeter pro Stunde
max.	maximal
min.	minimal
Mio.	Million
MR	Minutenreserve
Mrd.	Milliarde
MS	Mittelspannung
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh/km^2	Megawattstunde pro Quadratkilometer
MWh	Megawattstunde
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
neg.	negativ
Nm^3/h	Normkubikmeter pro Stunde
Nm^3	Normkubikmeter
Nr.	Nummer

NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OLG	Oberlandesgericht
PDLV	Postdienstleistungsverordnung
P_N	Nennleistung
pos.	positiv
PostG	Postgesetz
rd.	rund
RECS	Renewable Energy Certificate System
RTE	Réseau de Transport d' Electricité
S.	Seite
s. o.	siehe oben
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SigG	Signaturgesetz
sog.	sogenannt
StromGVV	Stromgrundversorgungsverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TAE	Telekommunikationsanschlusseinheit
TJ	Terajoule
TKG	Telekommunikationsgesetz
TKV	Telekommumikations-Kundenschutz-Verordnung
TRM	Transmission Reliability Margin
TSM	Technisches-Sicherheits-Management
TTC	Total Transfer Capacity
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
u. U.	unter Umständen
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
URB TF	Unbundling, Reporting and Benchmarking Task Force
usw.	und so weiter
v. a.	vor allem
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V. beim VDEW
VEA	Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V.
vgl.	vergleiche
VIK	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VKU	Verband Kommunaler Unternehmen e. V.
VNB Gas	Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen

VNB Strom	Verteilernetzbetreiber Strom
VO	Verordnung
VP	Virtueller Handelspunkt
VRE	Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland
vs.	versus
VV	Verbändevereinbarung
VwKG	Verwaltungskostengesetz
VZBZ	Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.
WAR	Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen
WLAN	Wireless Local Area Network
XML	Extensible Markup Language
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil
ZFA	Zählerfernauslesestelle
ZNER	Zeitschrift für neues Energierecht
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.

Anhang 3

Seite

Abbildungsverzeichnis

Anhang 4

Mitglieder des Wissenschaftlichen Arbeitskreises für Regulierungsfragen

Prof. Dr. Dres. h. c. Arnold Picot
Universität München
Institut für Information, Organisation und Management

Prof. Dr. Juergen B. Donges
Institut für Wirtschaftspolitik
an der Universität zu Köln

Prof. Dr. Torsten J. Gerpott
Universität Duisburg-Essen
Mercator School of Management

Prof. Dr. Ludwig Gramlich
Technische Universität Chemnitz
Professur für öffentliches Recht und Öffentliches Wirtschaftsrecht

Prof. Dr. Herbert Kubicek
Universität Bremen
Fachbereich 3: Mathematik und Informatik

Dr. Karl-Heinz Neumann
WIK – Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH

Prof. Dr. Charles B. Blankart
Humboldt-Universität zu Berlin
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Institut für öffentliche Wirtschaft und Wirtschaftspolitik

Univ.-Prof. Dr. Bernd Holznagel, LL. M.
Direktor des Instituts für Informations-, Telekommunikations- und Medienrecht (ITM)
Öffentlich-rechtliche Abteilung

Prof. Dr.-Ing. Peter Vary
Institut für Nachrichtengeräte und Datenverarbeitung
RWTH Aachen

Univ.-Prof. Dr. Dr. Franz Jürgen Säcker
Freie Universität Berlin
Fachbereich Rechtswissenschaft
Institut für deutsches und europäisches Wirtschafts-, Wettbewerbs- und Energierecht

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich
Leiter des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Prof. Dr. Dr. h. c. Wolfgang Ballwieser
Seminar für Rechnungswesen und Prüfung
Ludwig-Maximilians-Universität München

Prof. Dr. Wolfgang Ströbele
Universität Münster
Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie



Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co., Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Amsterdamer Str. 192, 50735 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Telefax (02 21) 97 66 83 44
ISSN 0722-8333